

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“CÁLCULO DE LAS COMPENSACIONES POR
EL USO DEL SISTEMA SECUNDARIO DE
TRANSMISIÓN PARA UN CLIENTE LIBRE”**

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

DAVID YURI PALACIOS ESTEBAN

PROMOCIÓN 96-I

LIMA - PERU

2003

Expreso mi total gratitud a mis queridos padres, en quienes encontré los valores humanos para seguir adelante y no desvanecer en el intento de conseguir mis metas y a mis compañeros del COES SINAC quienes me brindaron su confianza y amistad.

**CÁLCULO DE LAS COMPENSACIONES POR EL
USO DEL SISTEMA SECUNDARIO DE
TRANSMISIÓN PARA UN CLIENTE LIBRE**

SUMARIO

El presente informe desarrolla y analiza la metodología general para efectuar el cálculo y determinar la compensación por el uso del Sistema Secundario de Transmisión para un Cliente Libre y de esta manera promover el desarrollo de la competencia en el mercado eléctrico.

También da a conocer el fundamento, detalle, procedimiento de cálculo y su aplicación de un ejemplo seleccionado para un Cliente Libre, teniendo como objetivo calcular las remuneraciones que en la actualidad el Regulador (OSINERG) fija y que debe pagar dicho consumidor no perteneciente al Servicio Público de Electricidad (Cliente Libre) por el uso de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión perteneciente a un tercero y/o terceros.

La metodología mencionada fue aprobada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, OSINERG, mediante la Resolución N° 1089-2001-OS/CD publicado en el Diario Oficial el Peruano el 09.07.2001.

Es importante mencionar que el presente informe se centra sólo en desarrollar el procedimiento mencionado exclusivamente para la aplicación a un Cliente Libre y determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión (cargos por

transmisión), debido a que dicho procedimiento (Resolución N° 1089-2001-OS/CD) también abarca la determinación de la compensación por el uso de las redes de distribución (cargos por distribución).

El presente informe y el procedimiento desarrollado en este, manifiesta la importancia de la presencia de los Clientes Libres en el mercado eléctrico que son clasificados y regulados por la legislación eléctrica peruana, considerados como suministros que se efectúan en el régimen de libertad de precios (Mercado Libre).

INDICE

| | |
|---|-----------|
| INTRODUCCIÓN | 7 |
| CAPITULO I | |
| SISTEMA DE PRECIOS | |
| 1.1 Marco Legal | 10 |
| 1.2 Clasificación de los Sistemas de Transmisión | 12 |
| 1.2.1 Sistema Principal de Transmisión | |
| 1.2.2 Sistema Secundario de Transmisión | |
| 1.3 Régimen de Precios de los Sistemas de Transmisión | 12 |
| CAPITULO II | |
| PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE COMPENSACIONES | 15 |
| CAPITULO III | |
| APLICACIÓN A UN CLIENTE LIBRE | |
| 3.1 Descripción del Cliente | 23 |
| 3.2 Condiciones de suministro para el Cliente. | 23 |
| 3.3 Determinación de las compensaciones | 31 |

| | |
|------------------------|-----|
| CONCLUSIONES | 43 |
| RECOMENDACIONES | 46 |
| ANEXOS | 48 |
| BIBLIOGRAFÍA | 112 |

INTRODUCCIÓN

La legislación eléctrica peruana considera como usuarios no regulados o Clientes Libres, a aquellos usuarios que estando situados en cualquier punto de la red, tienen potencias conectadas mayores de 1 MW o exceden al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, el menor de ambos y que supuestamente tienen una capacidad de negociación tal, que pueden pactar un nivel de precios en forma directa, ya sea con la empresa distribuidora, o bien con cualquiera de las empresas generadoras existentes en el sistema eléctrico.

Por tal razón este procedimiento que trata el presente informe (Resolución N° 1089-2001-OS/CD) para la aplicación de los cargos por transmisión a los Clientes Libres, responde a la necesidad de establecer una metodología para determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión por parte de los consumidores no pertenecientes al Servicio Público de Electricidad.

Esta Resolución del OSINERG, que fuese sometida a un proceso previo de Consulta Ciudadana, busca también dar una mayor dinámica y transparencia a las transacciones entre generadores y los clientes del mercado libre, a través del presente procedimiento debidamente establecido que da seguridad a los operadores y otorga claridad a las remuneraciones del mercado eléctrico.

Dicho procedimiento toma en cuenta que la transmisión e inclusive la distribución es una actividad realizada por monopolios que por mandato de la Ley deben ser regulados y que los precios de la potencia y energía del mercado libre son datos de comparación en el procedimiento de fijación de los precios y tarifas para mercado regulado. Estos últimos deben estar ubicados en una banda de más menos 10% de los valores del mercado libre, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes, por lo que la competencia en el mercado libre realimenta las señales económicas del mercado regulado.

Con los recientes cambios en el marco legal vigente relacionados con la remuneración de los sistemas de transmisión han ampliado las funciones del Regulador (OSINERG) a fin de que fije las tarifas y compensaciones que sirven para remunerar las instalaciones de transmisión, independientemente si estas prestan el servicio a los consumidores pertenecientes al Servicio Público de Electricidad o no. En este contexto, los Clientes Libres, los cuales anteriormente, tenían que negociar sus precios de suministro incluyendo los cargos de transmisión ahora tienen que someterse a los montos que fije el Regulador, disminuyendo las incertidumbres en las variables a negociar.

Este cambio de paradigma exige que estos clientes conozcan con suficiente detalle las metodologías que el Regulador ha puesto a disposición de sus administrados. En este sentido, se pretende diagnosticar las metodologías propuestas por el regulador con un caso de prueba real. Asimismo, se pretende que el mismo sirva de una guía para que los Clientes Libres localizados espacialmente a lo largo de las redes del Sistema Interconectado Nacional puedan determinar los cargos que les corresponden pagar.

La determinación de las compensaciones por el uso de las redes de transmisión se efectúa empleando en los cálculos los precios regulados de generación. Estas compensaciones son iguales a la diferencia de la facturación (utilizando precios regulados de energía y potencia) entre la barra de salida del sistema de transmisión y la barra de ingreso del mismo. Para ello es necesario determinar los consumos, así como los precios regulados de energía y potencia en las barras de ingreso y salida del sistema de transmisión.

El objetivo del presente informe es presentar la metodología y la determinación de las compensaciones a pagar por el uso de las instalaciones de transmisión de un Cliente Libre (Consumidor no perteneciente al servicio Público de Electricidad).

CAPITULO I SISTEMA DE PRECIOS

1.1. Marco Legal

El Artículo 8° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan realizarse en condiciones de competencia. De acuerdo con este Artículo, los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en un régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados al nivel de la barra de referencia de generación y de las tarifas de transmisión. Los usuarios sujetos a este régimen de suministro de electricidad serán denominados “Clientes Libres” para los fines del presente. (ver anexo D).

Asimismo, el Artículo. 44° de la LCE establece que:

“Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por el OSINERG 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. En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas

deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados al nivel de la barra de la referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.”

Sobre la vigencia de las tarifas de distribución el artículo 73° de la LCE dispone:

“Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años y sólo podrán calcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el periodo de vigencia.”

El Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, establece los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios. Este mismo Reglamento señala las pautas generales para la separación de los cargos por el servicio de transporte y distribución de la electricidad de los precios de generación.

De acuerdo con el mandato del artículo 46° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el OSINERG debe fijar semestralmente las Tarifas en Barra, las que entrarán en vigencia en mayo y noviembre de cada año. La resolución de fijación de Tarifas en Barra correspondiente al mes de mayo de cada año, establece los cargos que se deben aplicar para determinar las tarifas y compensaciones de la transmisión. Estas tarifas y compensaciones son de aplicación tanto al mercado del Servicio Público de Electricidad como al mercado de los Clientes Libres, de acuerdo con el mandato del artículo 44° de la LCE.

En el presente trabajo se utilizan las siguientes denominaciones:

La Resolución de Generación y Transmisión corresponde a la Resolución N° 006-2001 P/CTE o aquella que modifique y/o sustituya.

Asimismo, el marco regulatorio establece que las tarifas deben actualizarse. Con tal finalidad, las Resoluciones de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG que fijan tarifas, incluyen procedimientos de actualización de las mismas para los períodos comprendidos entre regulaciones. En este trabajo todos los precios y cargos regulados que se utilicen para determinar las compensaciones deberán ser los valores correspondientes a la última actualización de acuerdo con lo dispuesto en las respectivas resoluciones de fijación de precios aprobados.

1.2. Clasificación de los Sistemas de Transmisión

1.2.1. Sistema Principal de Transmisión

Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

1.2.2. Sistema Secundario de Transmisión

Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión. Este solamente es pagado por los que usan físicamente las instalaciones.

1.3. Régimen de Precios de los Sistemas de Transmisión

Para determinar las compensaciones por el uso del sistema secundario de transmisión se aplicará en lo pertinente la metodología general establecida en la

Resolución OSINERG N° 1089-2001-0S/CD “Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libre”.

Todos los contratos de suministro de electricidad deben separar obligatoriamente los precios de generación (precio acordado entre las partes en la Barra de Referencia – BRG) y las tarifas reguladas de transmisión y distribución.

El cliente libre puede optar por comprar la electricidad en una BRG o en el punto de suministro del mismo (punto de entrega al cliente). Cualquiera sea el caso, únicamente los precios de generación (Precios de Energía y Potencia referidos a una BRG, llamados también “Precios Libre”) están sujetos a la libre negociación de las partes. Las tarifas de transmisión/distribución por las instalaciones existentes entre la BRG y el punto de suministro son regulados por el OSINERG.

Cabe señalar que la BRG para la venta de energía a un Cliente Libre, es aquella subestación (Subestación Base) que se encuentre más cerca del punto de entrega al Cliente y el Punto de Suministro es la barra, subestación o lugar donde se entrega la electricidad al cliente libre.

Todos los clientes libres deben incorporar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT), el correspondiente Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) del sistema Secundario Común a la BRG, así como los cargos de transmisión y/o distribución de las instalaciones entre la BRG y el punto de suministro al cliente libre.

La figura 1.1 muestra como se considera la delimitación de las instalaciones de transmisión (nuestro caso particular de análisis) y distribución eléctrica.

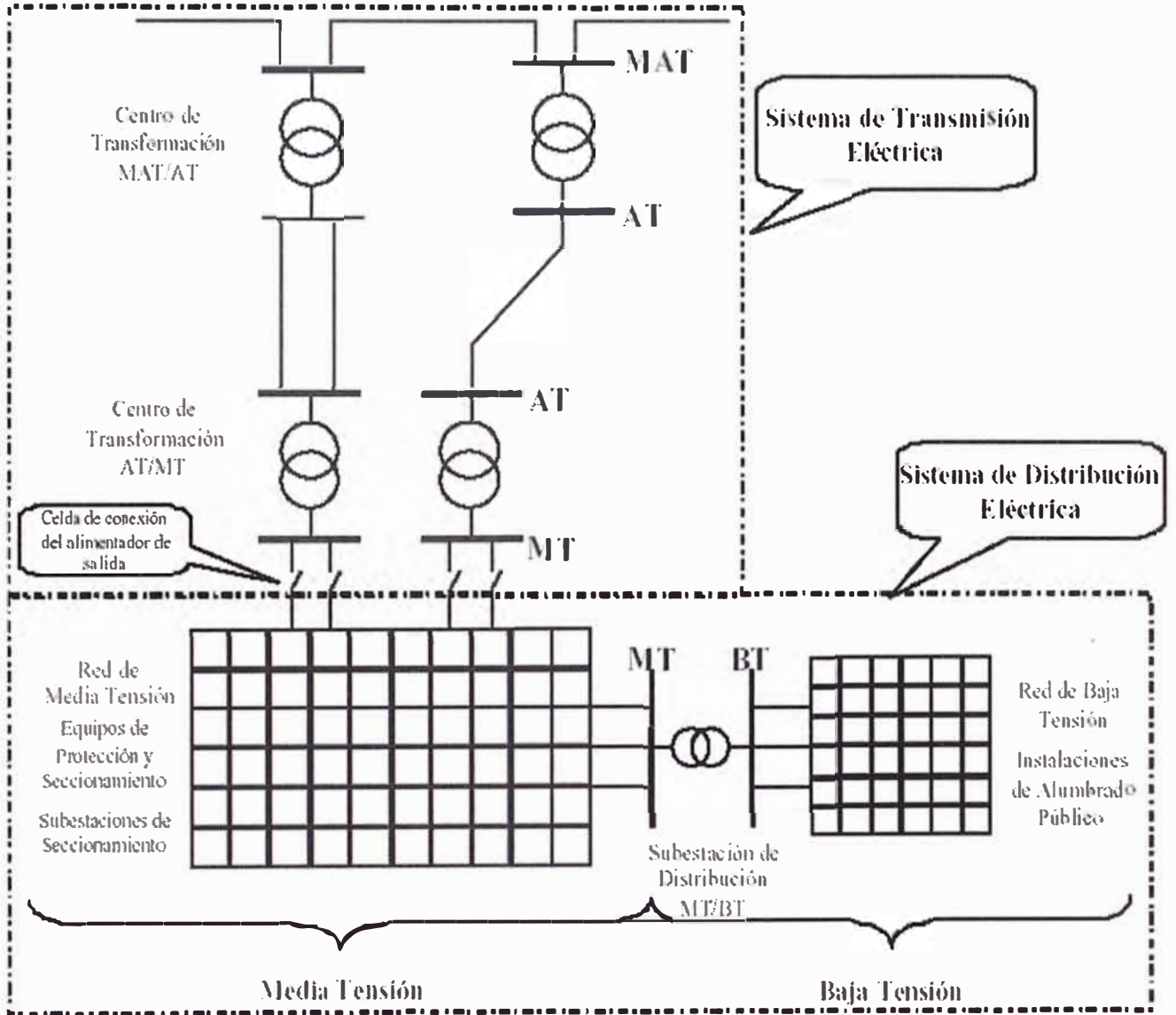


Figura 1.1 Delimitación de las instalaciones de transmisión.

CAPITULO II PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE COMPENSACIONES

Se debe seguir la siguiente metodología:

- La compensación por el uso de las redes de transmisión, es regulada por mandato de la Ley y se debe determinar empleando los precios regulados de generación.
- Estas compensaciones se determinan como la diferencia de facturaciones (a precios regulados de energía y potencia) entre la barra de salida del sistema de transmisión y la barra de ingreso del mismo. Para ello es necesario determinar los consumos, así como los precios regulados de energía y potencia en las barras de ingreso y salida del sistema de transmisión, como se muestra en la figura 2.1.

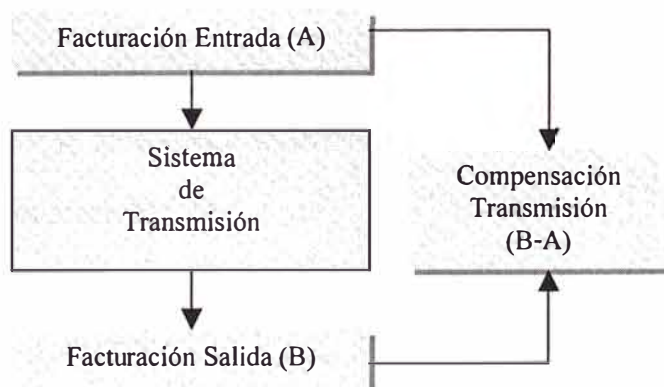


Figura 2.1. Determinación de la Facturación.

- Se debe efectuar la determinación de las tarifas reguladas en la Barra de Suministro a partir de la BRG. La expansión de tarifas reguladas se realiza empleando los cargos y procedimientos establecidos en las resoluciones de fijación de Precios de Barra.
- Se debe determinar (referir con las pérdidas medias) los valores de energía y potencia en la BRG.
- Se debe determinar la facturación en la barra de entrada y en la barra de salida del sistema en evaluación con los precios regulados y los consumos determinados en los pasos previos.
- La compensación por la transmisión, es igual a la diferencia de las dos facturaciones indicadas.
- Para la aplicación de la metodología se debe seguir el siguiente proceso, tal como se indica en la figura 2.2. y que este se desarrolla con referencia a un sistema eléctrico ejemplo el cual el cliente libre hace uso de las instalaciones de transmisión. El sistema ejemplo considera un sistema de transmisión compuesto por dos subestaciones de transformación y una línea de transmisión. Mediante la determinación apropiada de las variables y parámetros de cálculo, el procedimiento indicado es aplicable directamente a otras configuraciones con un número diferente de instalaciones.

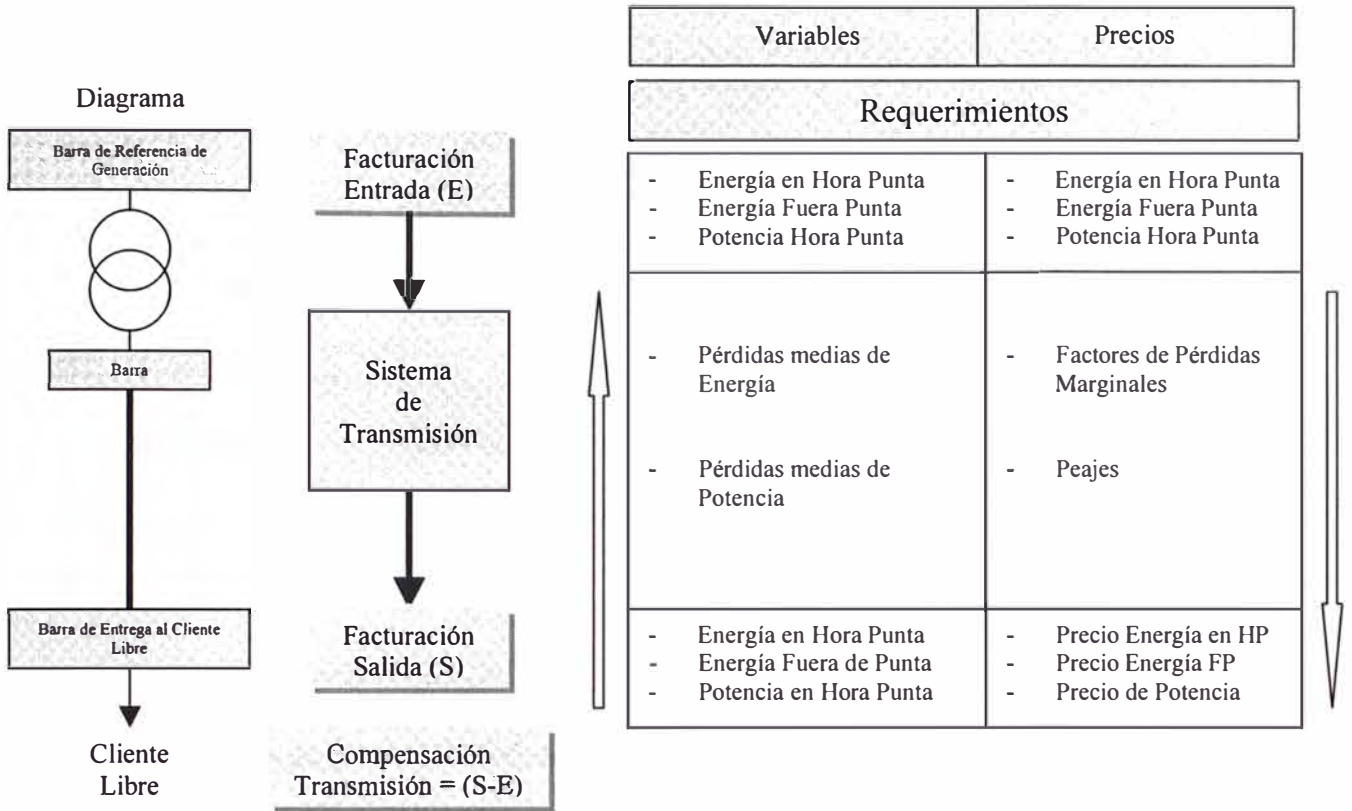


Figura 2.2. Procedimiento de Cálculo de la Compensación

- Se debe determinar los precios regulados en la Barra de Referencia de Generación y en la Barra de entrega al cliente libre, como se indica en la figura 2.3. Se debe tener en cuenta que el OSINERG fija las tarifas reguladas tanto de energía como de potencia, en barras denominadas Subestaciones Base.

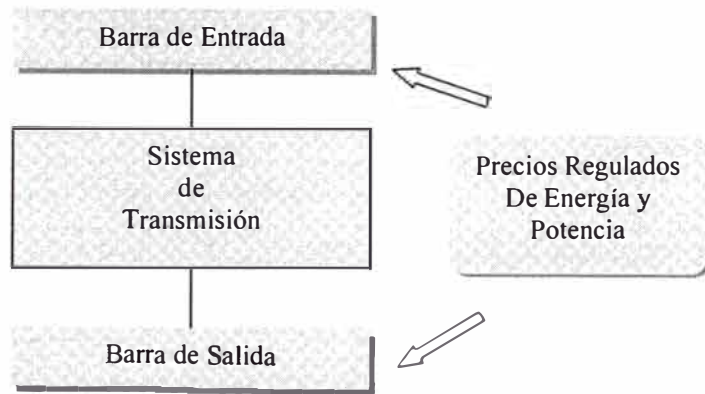


Figura 2.3. Precio Regulados de Barra

- El precio de Potencia incorpora el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT).
- Los precios de Energía incorporan el correspondiente Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE).

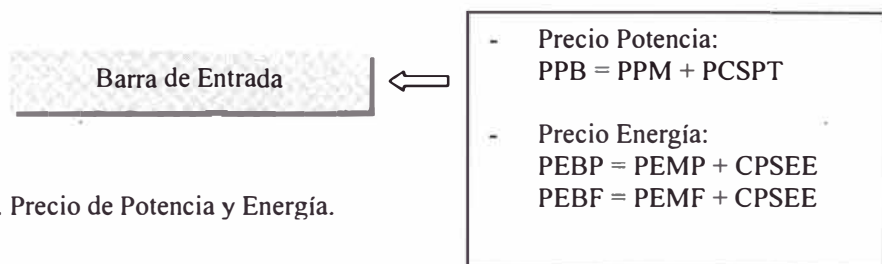


Figura 2.4. Precio de Potencia y Energía.

Donde :

- PEMP : Precio de la Energía a Nivel de Generación en Horas Punta para las Subestaciones Base del sistema, establecido en la Resolución de Generación, expresado en céntimos de \$/kWh.
- PEMF : Precio de la Energía a Nivel de Generación en Horas Fuera Punta para las Subestaciones Base del sistema, establecido en la Resolución de Generación, expresado en céntimos de \$/kWh.
- PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de \$/kWh.
- PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta expresado en céntimos de \$/kWh.

- CPSEE : *Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía*, establecido en la Resolución de Transmisión, expresado en céntimos de S./kWh.
- PPM : *Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación*, establecido en la Resolución de Generación, expresado en S./kW-mes.
- PPB : *Precio en Barra de la Potencia de Punta*, expresado en S./kW-mes.
- PCSPT : *Cargo de Peaje Unitario por conexión al Sistema Principal de Transmisión*, establecido en la Resolución de Transmisión, expresado en S./kW-mes.

- La expansión de precios regulados desde la Barra de entrada hasta la barra de salida se efectúa con los cargos y peajes determinados por el OSINERG, tal como se muestra en la figura 2.5.

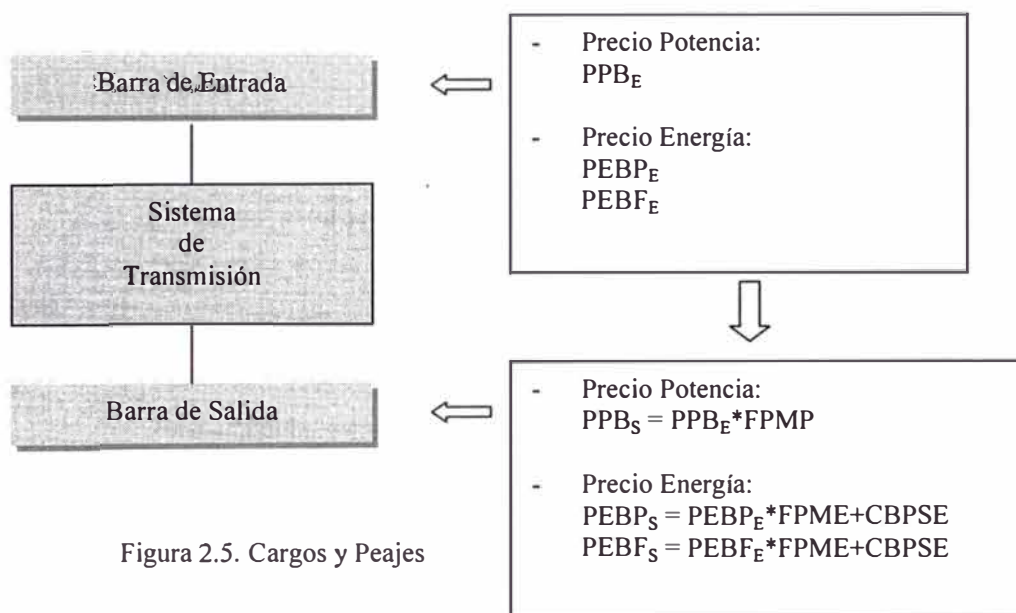


Figura 2.5. Cargos y Peajes

Donde :

- FPME : *Factor de Pérdidas Marginales de Energía.*
- FPMP : *Factor de Pérdidas Marginales de potencia.*
- CBPSE : *Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía,* expresado en céntimos de S./kWh.

- Exclusivamente para determinar las compensaciones por transmisión, las variables de energía y potencia del Cliente Libre, medidos en el Punto de Suministro, deben ser referidos a la BRG tomando en cuenta las pérdidas medias. Es decir, se determinará el consumo originado por el cliente en la BRG mediante la agregación de las pérdidas a la energía retirada al final del tramo.

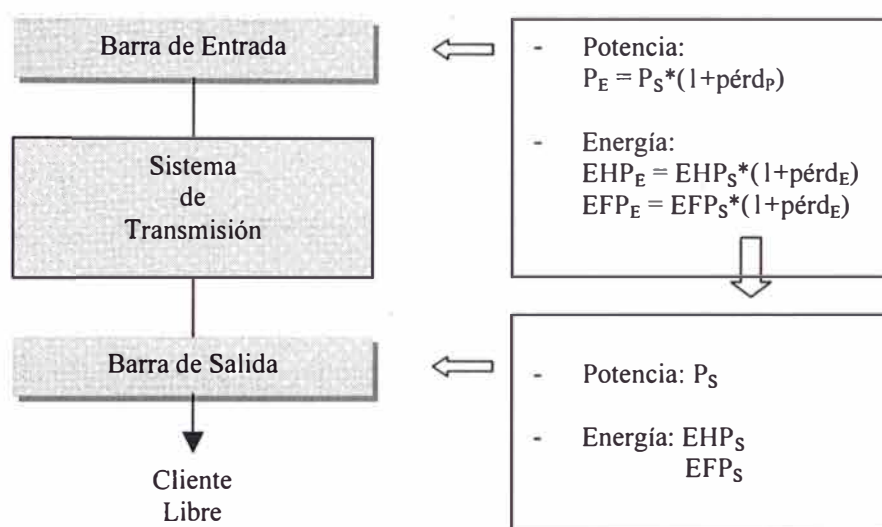


Figura 2.6. Variables de Potencia y Energía.

Donde :

- $Pérd_E$: Pérdidas medias de energía correspondiente a las instalaciones de transmisión comprendidas entre las barras de entrada y salida.
- $Pérd_p$: Pérdidas medias de potencia correspondiente a las instalaciones de transmisión comprendidas entre las barras de entrada y salida.
- EHP : Energía en Hora Punta de la barra, expresado en MWh ó kWh.
- $EHFP$: Energía en Hora Fuera de Punta de la barra, expresado en MWh ó kWh.
- P : Potencia de la barra, expresado en MW ó kW.

- Los precios sujetos a libre negociación corresponden a los precios de generación de una Barra de Referencia de Generación y deben incluir los precios de transmisión a ese nivel (Peaje de Conexión al sistema Principal y Cargo Equivalente en Energía).

Las compensaciones por la transmisión se calculan con los precios regulados vigentes y los consumos del cliente libre referidos a la BRG, según la fórmula (2.1) y tal como se muestra en la figura 2.7.

$$\text{Facturación} = \text{Facturación Potencia} + \text{Facturación Energía} \dots(2.1)$$

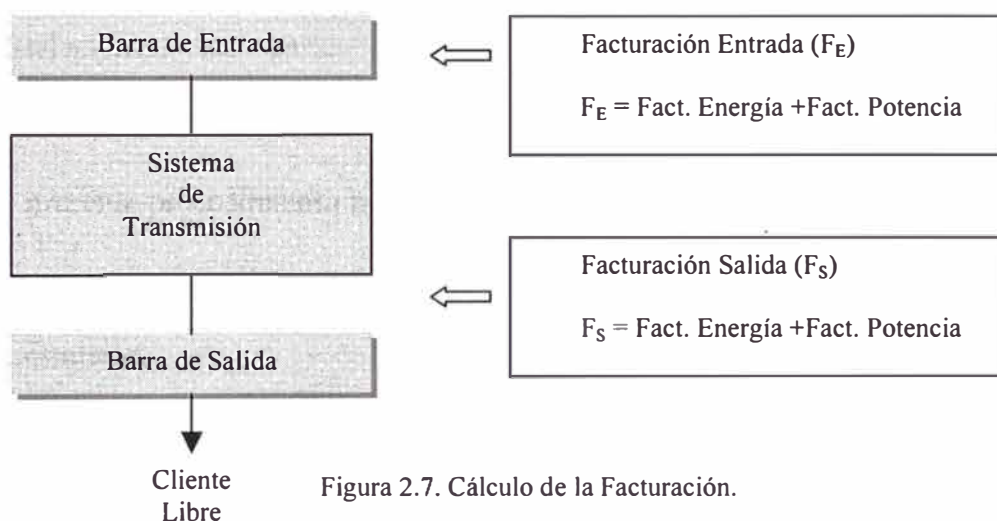


Figura 2.7. Cálculo de la Facturación.

- La compensación por el uso de las instalaciones de transmisión es la diferencia de facturaciones determinadas entre las barras de entrada y de salida del sistema de transmisión, tal como se muestra en la figura 2.8.

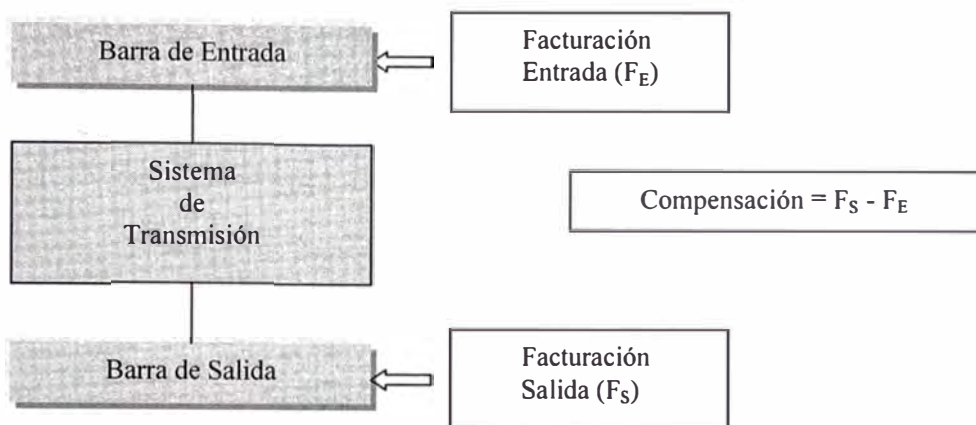


Figura 2.8. Determinación de la Compensación

- Los cargos de transmisión y las pérdidas respectivas se deben determinar de una sola vez para el conjunto de instalaciones. En aquellos casos en que esta regla general no sea factible de aplicar, por existir diferentes titulares propietarios de las instalaciones, las partes interesadas podrán solicitar al OSINERG su determinación.
- El presente procedimiento no es obligatorio en los casos en que hubiera acuerdos contractuales previos entre las partes para el pago de las compensaciones de transmisión.
- Los propietarios de transmisión y/o distribución no están facultados a facturar directamente al cliente libre por el uso de sus instalaciones. Las compensaciones deben ser facturadas al correspondiente suministrador.

CAPITULO III APLICACIÓN A UN CLIENTE LIBRE

3.1. Descripción del Cliente

El presente procedimiento será aplicado al Cliente Libre, la empresa SIDERPERU, cuya actividad principal es el desarrollo relacionado con la Industria Siderúrgica. Este se encuentra ubicado en el distrito de Chimbote, Provincia de Santa, Departamento de Ancash. Su suministrador es la empresa generadora EDEGEL.

3.2. Condiciones de suministro para el Cliente

El punto de suministro de SIDERPERU es la subestación Chimbote II 13.8 kV. Como barra de referencia de Generación se ha seleccionado a la subestación Chimbote I de 220 kV.

Esta compensación del Cliente Libre SIDERPERU a su suministrador EDEGEL toma en consideración el caso el cual involucra a las siguientes empresas:

ETECEN cuya propiedad son el transformador de 220/138 kV y las celdas de las líneas de 138 kV L-106 y L-107 (Chimbote I - Chimbote II) en la subestación Chimbote I.

- EGENOR cuya propiedad son las líneas de 138 kV L-106 y L-107 (Chimbote I – Chimbote II).
- HIDRANDINA cuya propiedad son las celdas de las líneas de 138 kV L-106 y L-107 (Chimbote I - Chimbote II) y el transformador 138/13.8 kV en la subestación Chimbote II.

Este se encuentra representado en el diagrama unifilar 3.1. el cual representa el Sistema Secundario de Transmisión para el suministro a SIDERPERU.

SISTEMA SECUNDARIO PARA EL SUMINISTRO A SIDERPERU

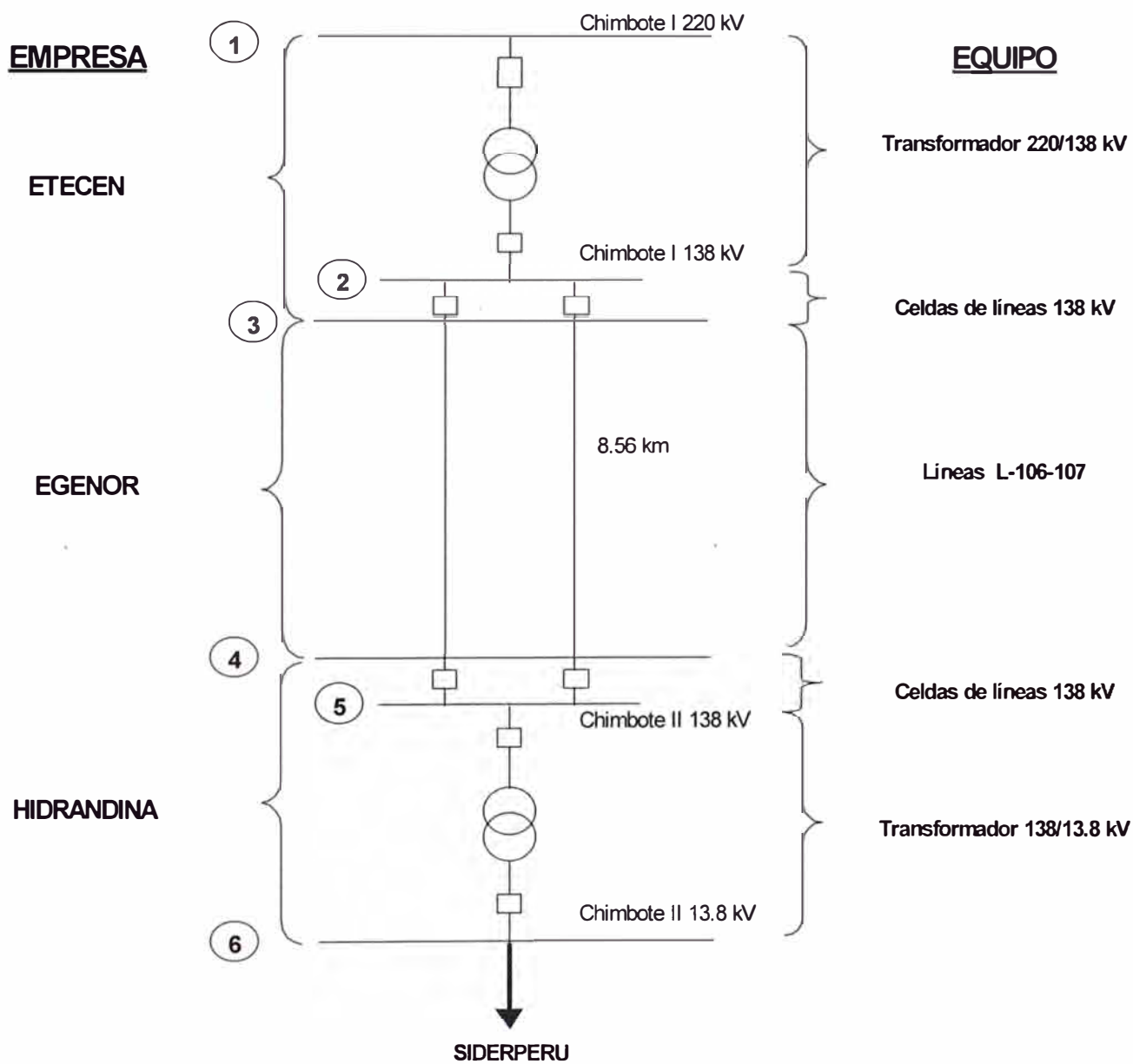


Diagrama 3.1. Sistema Secundario de Transmisión para el Suministro de SIDERPERU

La demanda de consumo (Potencia y Energía) que se considera para SIDERPERU y que será usada para el cálculo aplicativo pertenecen a datos registrados para el mes de Marzo del 2002 y las máximas demandas mensuales en la barra de Chimbote II 13.8 kV, son las que se presentan en el cuadro 3.1:

| MEDICION EN LA BARRA CHIMBOTE II 13.8 kV | | | | |
|---|--|---|----------------------|-----------------------------------|
| CONSUMO DE POTENCIA Y ENERGIA | | | | |
| Periodo | Potencia Máxima Anual HP kW | Potencia Máxima Anual HFP kW | Energía | |
| | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh |
| Marzo del 01 al 31 | 27 710 | 56 762 | | |
| Marzo del 01 al 03 | | | 175 965 | 2 204 655 |
| Marzo del 04 al 31 | | | 1 829 240 | 12 328 420 |
| | | E. Total | 16 538 280 | kWh |
| MAXIMAS DEMANDAS [kW] | | | | |
| | | HP | HFP | |
| Abr-01 | | 21 974 | 56 650 | |
| May-01 | | 27 454 | 56 873 | |
| Jun-01 | | 27 965 | 51 293 | |
| Jul-01 | | 26 770 | 50 645 | |
| Ago-01 | | 26 989 | 54 488 | |
| Sep-01 | | 25 673 | 54 497 | |
| Oct-01 | | 25 657 | 55 460 | |
| Nov-01 | | 25 954 | 54 315 | |
| Dic-01 | | 21 198 | 43 488 | |
| Ene-02 | | 21 310 | 38 300 | |
| Feb-02 | | 19 283 | 51 189 | |
| Mar-02 | | 19 325 | 51 590 | |
| Promedio dos máximos: | | 27 710 | 56 762 | |

Cuadro 3.1. Consumo de Potencia y Energía y máxima demanda de SIDERPERU

Seguidamente el cálculo de las tarifas reguladas se resume en los siguientes cuadros:

- Según Resolución Osinerg N° 2122-2001-OS/CD (ver anexo H)

| | | Fijación Tarifaria | | Vigencia |
|--|------------|--------------------|------------|------------|
| | | 01/05/2001 | 04/01/2002 | 04/02/2002 |
| Chimbote I 220 kV | | | | |
| PPM | S/./kW-mes | 18.08 | 18.30 | 18.30 |
| FAPPM | | 1.0000 | 0.9869 | 0.9944 |
| FAPCSPT SINAC | | 1.0000 | 0.9753 | 0.9798 |
| FAPCSPT TRANSMANTARO, REDESUR | | 1.0000 | 0.9765 | 0.9867 |
| Peaje de Conexión al Sist. Principal de Transmisión | | | | |
| SPT de ETECEN | | 1.40 | 1.37 | 1.37 |
| SPT de ETESUR | | 0.30 | 0.29 | 0.29 |
| SPT de REDESUR | | 1.17 | 1.14 | 1.15 |
| SPT de Transmantaro | | 3.04 | 2.97 | 3.00 |
| L.T. Combapata-Quencoro 138 kV | | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| L.T. Piura-Talara 220 kV | | 0.20 | 0.20 | 0.20 |
| L.T. Vizc-Param 220 kV y Transf. 220/138 kV en SE T.María | | 0.34 | 0.33 | 0.33 |
| TOTAL PCSPT SEIN | S/./kW-mes | 6.48 | 6.32 | 6.38 |

Cuadro 3.2. Tarifa de Peaje de Conexión al SPT

- Según Resolución Osinerg N° 006-2001 P/CTE, N° 08-98 P/CTE, N° 3079- 2001-OS/CD (ver anexos E, F, J)

| | | Fijación Tarifaria | | Vigencia |
|---|------------|--------------------|------------|------------|
| | | 01/05/2001 | 04/01/2002 | 04/02/2002 |
| Factores de pérdidas marginales de potencia | | | | |
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 (FppA) | | 1.0040 | 1.0040 | 1.0040 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 (FppB) | | 1.0051 | 1.0051 | 1.0051 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 (FppC) | | 1.0242 | 1.0242 | 1.0242 |
| Cargos por uso del sistema de HDNA [Res. N° 08-98 P/CTE] | | | | |
| CBPST Celdas llegada líneas 138 kV | S/./kW-mes | 0.0235 | 0.0235 | 0.0235 |
| FACBPSL | | 1.1787 | 1.1494 | 1.1530 |
| CBPST Celdas llegada líneas 138 kV actualizado | S/./kW-mes | 0.0277 | 0.0270 | 0.0271 |
| CBPST Transformador 138/13.8 kV | S/./kW-mes | 2.7760 | 2.7760 | 2.7760 |
| TC ₀ | | 2.810 | 2.810 | 2.810 |
| IPM ₀ | | 1529.6028 | 1529.6028 | 137.6818 |
| TC ₁ | | 3.525 | 3.442 | 3.478 |
| IPM ₁ | | 1732.0367 | 1687.2484 | 151.5992 |
| FACBPST | | 1.1995 | 1.1701 | 1.1762 |
| CBPST Transformador 138/13.8 kV actualizado | S/./kW-mes | 3.3298 | 3.2482 | 3.2651 |

Cuadro 3.3. Cargos de Peaje por el uso del sistema de Hidrandina

Donde:

$$\text{CBPST Celdas llegada líneas 138 kV} = 0.00274 * \text{Longitud Línea (Chimb I - Chimb II)} \dots(3.1)$$

$$\text{FACBPSL} = 0.38 * (\text{TC}_1 / \text{TC}_0) + 0.62 * (\text{IPM}_1 / \text{IPM}_0) \dots(3.2)$$

$$\text{CBPST Celdas llegada líneas 138 kV actualizado} = \text{CBP T Celdas llegada líneas 138 kV} * \text{FACBPSL} \dots(3.3)$$

$$\text{FACBPST} = 0.55 * (\text{TC}_1 / \text{TC}_0) + 0.45 * (\text{IPM}_1 / \text{IPM}_0) \dots(3.4)$$

$$\text{CBPST Transformador 138/13.8 kV actualizado} = \text{CBP T Transformador 138/13.8 kV} * \text{FACBP T} \dots(3.5)$$

- Según Resolución Osinerg N° 006-2001 P/CTE, N° 08-98 P/CTE, N° 3079- 2001-OS/CD y N° 2874-2001-OS/CD (ver anexos E, F, I y J)

| | | Fijación Tarifaria | | Vigencia |
|--|--------------|---------------------------|-----------------|-----------------|
| | | 01/05/01 | 04/01/02 | 04/02/02 |
| PEMP | ctm. \$./kWh | 14.01 | 11.90 | 11.90 |
| PEMF | ctm. \$./kWh | 9.46 | 8.82 | 8.82 |
| FAPEM | | 1.0000 | 0.9458 | 0.9661 |
| CPSSE01 | ctm. \$./kWh | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| CPSSE02 | ctm. \$./kWh | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| FACBPSL(220) | | 1.0000 | 0.9750 | 0.9774 |
| Factores de pérdidas marginales de energía | | | | |
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 (FpeA) | | 1.0025 | 1.0025 | 1.0025 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 (FpeB) | | 1.0041 | 1.0041 | 1.0041 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 (FpeC) | | 1.0142 | 1.0142 | 1.0142 |
| Longitud Línea 138 kV SE Chimbote I - SE Chimbote II | km | 8.57 | 8.57 | 8.57 |
| CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] | ctm. \$./kWh | 0.2924 | 0.2924 | 0.2924 |
| CBPSL Celdas salida líneas 138 kV [ETECEN] | ctm. \$./kWh | 0.0094 | 0.0094 | 0.0094 |
| CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] | ctm. \$./kWh | 0.0728 | 0.0728 | 0.0728 |
| FACBPST | | 1.0000 | 0.9754 | 0.9802 |
| FACBPSL | | 1.0000 | 0.9750 | 0.9774 |
| CBPSE= CBPST + CBPSL x L x C Actualizado | | | | |
| CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] | ctm. \$./kWh | 0.2924 | 0.2852 | 0.2866 |
| CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN] | ctm. \$./kWh | 0.0094 | 0.0092 | 0.0092 |
| CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] | ctm. \$./kWh | 0.0728 | 0.0710 | 0.0712 |

Cuadro 3.4. Cargos Base de Peaje de ETECEN y EGENOR

Donde :

CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] Actualizado = CBPST Transf. 220/138 kV[ETECEN]*

*FACBPST ...(3.6)

CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN] Actualizado = CBPSL Celdas salida líneas 138 kV

[ETECEN]* FACBPSL ...(3.7)

CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] Actualizado = CBP L Líneas 138 kV [EGENOR]* FACBPSL ...(3.8)

Finalmente de la numeración representada en el diagrama 3.1. y de los cuadros 3.2, 3.3 y 3.4, se muestra el resumen de las tarifas para cada zona del diagrama del sistema secundario de suministro para el cliente libre SIDERPERU en el cuadro 3.5.

| RESUMEN TARIFA DE ENERGIA Y POTENCIA | | | | |
|---|-------------|--------------------|----------|----------|
| | Unidad | Fijación Tarifaria | | Vigencia |
| | | 01/05/01 | 04/01/02 | 04/02/02 |
| TEAhp1 | ctm. S./kWh | 14.11 | 11.35 | 11.59 |
| TEAhp1 | ctm. S./kWh | 9.56 | 8.44 | 8.62 |
| TPhp1 | S./kWhmes | 24.56 | 24.39 | 24.58 |
| TEAhp2 | ctm. S./kWh | 14.44 | 11.67 | 11.91 |
| TEAhp2 | ctm. S./kWh | 9.88 | 8.75 | 8.93 |
| TPhp2 | S./kWhmes | 24.66 | 24.48 | 24.67 |
| TEAhp3 | ctm. S./kWh | 14.45 | 11.68 | 11.92 |
| TEAhp3 | ctm. S./kWh | 9.89 | 8.75 | 8.94 |
| TPhp3 | S./kWhmes | 24.66 | 24.48 | 24.67 |
| TEAhp4 | ctm. S./kWh | 14.58 | 11.79 | 12.04 |
| TEAhp4 | ctm. S./kWh | 10.00 | 8.86 | 9.04 |
| TPhp4 | S./kWhmes | 24.78 | 24.61 | 24.80 |
| TEAhp5 | ctm. S./kWh | 14.58 | 11.79 | 12.04 |
| TEAhp5 | ctm. S./kWh | 10.00 | 8.86 | 9.04 |
| TPhp5 | S./kWhmes | 24.81 | 24.63 | 24.83 |
| TEAhp6 | ctm. S./kWh | 14.79 | 11.96 | 12.21 |
| TEAhp6 | ctm. S./kWh | 10.14 | 8.99 | 9.17 |
| TPhp6 | S./kWhmes | 28.74 | 28.48 | 28.69 |
| TPhp6 | S./kWhmes | 3.3575 | 3.2752 | 3.2922 |
| CBPSL Celdas salida líneas 138 kV [ETECEN] | ctm. S./kWh | 0.0094 | 0.0092 | 0.0092 |
| CBPST Celdas llegada líneas 138 kV [HIDRANDINA] | S./kWhmes | 0.0277 | 0.0270 | 0.0271 |

Cuadro 3.5. Resumen de Tarifa de Energía y Potencia para suministro a SIDERPERU

Donde :

| | | |
|---------|---|---|
| TEAhp1 | = | $PEMP * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) \dots(3.9)$ |
| TEAhfp1 | = | $PEMF * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) \dots(3.10)$ |
| TPhp1 | = | $PPM * FAPP M + (TOTAL PCSPT SEIN) \dots(3.11)$ |
| TEAhp2 | = | $PEMP * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] ... (3.12) |
| TEAhfp2 | = | $PEMF * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] ... (3.13) |
| TPhp2 | = | $(PPM * FAPP M + (TOTAL PCSPT SEIN)) * FppA \dots(3.14)$ |
| TEAhp3 | = | $PEMP * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] + CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN] ... (3.15) |
| TEAhfp3 | = | $PEMF * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] + CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN] ... (3.16) |
| TPhp3 | = | $(PPM * FAPP M + (TOTAL PCSPT SEIN)) * FppA \dots(3.17)$ |
| TEAhp4 | = | $((PEMP * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] + CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN]) * FpeB + CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] ... (3.18) |
| TEAhfp4 | = | $((PEMF * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] + CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN]) * FpeB + CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] ... (3.19) |
| TPhp4 | = | $(PPM * FAPP M + (TOTAL PCSPT SEIN)) * FppA * FppB \dots(3.20)$ |
| TEAhp5 | = | $((PEMP * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] + CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN]) * FpeB + CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] ... (3.21) |
| TEAhfp5 | = | $((PEMF * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] + CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN]) * FpeB + CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] ... (3.22) |

| | | |
|--------|---|---|
| TPhp5 | = | $(PPM * FAPPM + (TOTAL \text{ PCSPT SEIN})) * FppA * FppB +$ CBPST Celdas llegada líneas 138 kV actualizado... (3.23) |
| TEAhp6 | = | $((PEMP * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] + CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN]) * FpeB + CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR]) * FpeC ... (3.24) |
| TEAhp6 | = | $((PEMF * FAPEM + (CPSSE01 + CPSSE02) * FACBPSL(220) * FpeA +$ CBPST Transf. 220/138 kV [ETECEN] + CBPSL Celdas líneas 138 kV salida [ETECEN]) * FpeB + CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR]) * FpeC ... (3.25) |
| TPhp6 | = | $(PPM * FAPPM + (TOTAL \text{ PCSPT SEIN})) * FppA * FppB * FppC +$ CBPST Celdas llegada líneas 138 kV actualizado + CBPST Transformador 138/13.8 kV actualizado ... (3.26) |
| TPhfp6 | = | CBPST Celdas llegada líneas 138 kV actualizado + CBPST Transformador 138/13.8 kV actualizado ... (3.27) |

3.3. Determinación de las compensaciones

A continuación se detalla la aplicación del procedimiento para el cálculo de la compensación por el uso del sistema secundario de transmisión para el suministro de del cliente Libre SIDERPERU.

- Cálculo de la Compensación por el uso del Transformador 220/138 kV de la barra Chimbote I de propiedad de ETECEN.

Se tiene los siguientes datos como se muestra en la tabla 3.1., según la Resolución N° 006-2001 P/CTE, N° 08-98 P/CTE y de los cuadros 3.3 y 3.4:

| Factores de Pérdidas Marginales | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 – Chimbote I 138 | 1.0025 | 1.0040 |
| Chimbote I 138 – Chimbote II 138 | 1.0041 | 1.0051 |
| Chimbote II 138 – Chimbote II 13.8 | 1.0142 | 1.0242 |

Tabla 3.1. Factores de Pérdidas Marginales

Los factores de pérdidas medias, se calcula utilizando la fórmula (3.28):

$$\text{Factor de pérdidas media} = 1 + \frac{(\text{Factor de pérdidas marginal} - 1) \dots (3.28)}{2}$$

De lo anterior se obtiene la siguiente tabla 3.2. :

| Factores de Pérdidas medias | Energía | Fpem | Potencia | Fppm |
|--|---------|-------|----------|-------|
| Chimbote I 220 – Chimbote I 138 (A) | 1.0013 | FpemA | 1.0020 | FppmA |
| Chimbote I 138 – Chimbote II 138 (B) | 1.0021 | FpemB | 1.0026 | FppmB |
| Chimbote II 138 – Chimbote II 13.8 (C) | 1.0071 | FpemC | 1.0121 | FppmC |

Tabla 3.2. Factores de Pérdidas Medias

Del cuadro 3.1 se tiene que para el mes de marzo (01 al 31) la potencia máxima registrada en la barra de Chimbote II de 13.8 kV (barra donde suministra al cliente libre SIDERPERU) es 51 590 kW, este valor lo reflejamos en la barra de Chimbote I 220 de la siguiente forma:

$$\text{Potencia Máxima (kW) SE Chimbote I 220} = 51\,590 * FppmA * FppmB * FppmC = 52\,452 \text{ kW.}$$

Este mismo paso se sigue para el consumo de energía (kWh) en Punta y Fuera Punta y de los periodos del (01 a 03) y del (04 al 31) del cuadro 3.1 registrado en la barra de Chimbote II 13.8 kV. Usamos los factores de pérdidas medias de

energía para reflejar estos valores a la barra de Chimbote I 220 de la siguiente manera:

Energía (kWh) barra Chimbote I 220 = Energía (kWh) barra Chimbote II 13.8*

$$F_{pemA} * F_{pemB} * F_{pemC} \dots (3.29)$$

De lo anterior se obtiene el siguiente cuadro 3.6.

| Período | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima kW | Energía | |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|
| | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh |
| Marzo del 01 al 31 | SE Chimbote I 220 | 52 452 | | |
| | SE Chimbote I 138 | 52 347 | | |
| Marzo del 01 al 03 | SE Chimbote I 220 | | 177 801 | 2 227 660 |
| | SE Chimbote I 138 | | 177 579 | 2 224 879 |
| Marzo del 04 al 31 | SE Chimbote I 220 | | 1 848 328 | 12 457 064 |
| | SE Chimbote I 138 | | 1 846 020 | 12 441 512 |

Cuadro 3.6. Consumo de Potencia y Energía de SIDERPERU

Las tarifas en barras de la SE Chimbote I de 220 y 138 kV es como se muestra en el cuadro 3.7.

| Período | Subestaciones de Transformación | Tarifas de Barras | | |
|--------------------|---------------------------------|------------------------------|------------------|--------------------|
| | | Pot. HP PPB (S/kW-mes) | Ener. P. PEBP | Ener. F.P. PEBF |
| | | | (cent.S/./kWh) | |
| Marzo del 01 al 31 | SE Chimbote I 220 | 24.58 | | |
| | SE Chimbote I 138 | 24.67 | | |
| Marzo del 01 al 03 | SE Chimbote I 220 | | 11.59 | 8.62 |
| | SE Chimbote I 138 | | 11.91 | 8.93 |
| Marzo del 04 al 31 | SE Chimbote I 220 | | 11.59 | 8.62 |
| | SE Chimbote I 138 | | 11.91 | 8.93 |

Cuadro 3.7. Tarifa de Barras en la SE Chimbote 220/138 kV

Donde:

En Chimbote I 220, y según el cuadro 3.5

| | | |
|------|----------|-------------------------|
| PPB | = TPhp1 | = 24.58 (S/./kW-mes) |
| PEBP | = TEAhp1 | = 11.59 (cent. S/./kWh) |
| PEBF | = EAhfp1 | = 8.62 (cent. S/./kWh) |

En Chimbote I 138, según el cuadro 3.5

| | | |
|------|----------|-------------------------|
| PPB | = TPhp2 | = 24.67 (S/./kW-mes) |
| PEBP | = TEAhp2 | = 11.91 (cent. S/./kWh) |
| PEBF | = EAhfp2 | = 8.93 (cent. S/./kWh) |

Finalmente se obtiene la compensación por el uso del transformador 220/138 kV de la barra Chimbote I, tal como se muestra en el cuadro 3.8.

| Período | Subestaciones de Transformación | Ingreso Tarifario+Peaje | | TOTAL |
|--------------------|--|-------------------------|-----------|-----------|
| | | Potencia | Energía | |
| | | S/. | S/. | |
| Marzo del 01 al 31 | SE Chimbote I 220 SE Chimbote I 138 | 2 130.33 | | 2 130.33 |
| Marzo del 01 al 03 | SE Chimbote I 220 SE Chimbote I 138 | | 7 199.93 | 7 199.93 |
| Marzo del 04 al 31 | SE Chimbote I 220 SE Chimbote I 138 | | 42 867.87 | 42 867.87 |
| Total S/. | | 2 130.33 | 50 067.80 | 52 198.13 |

Cuadro 3.8. Compensación por uso del transformador 220/138 kV en SE Chimbote I.

Donde:

$$\text{Ingreso Tarifario + Peaje por potencia (S/.)} = T\text{Php}2 * \text{Pot}(\text{Chimbote I 138}) - T\text{Php}1 * \text{Pot}(\text{Chimbote I 220}) \dots(3.30)$$

$$\text{Ingreso Tarifario + Peaje por Energía (S/.)} = TEAhp2 * \text{EnergíaHP}(\text{Chimbote I 138}) + TEAhp2 * \text{EnergíaHFP}(\text{Chimbote I 138}) - TEAhp1 * \text{EnergíaHP}(\text{Chimbote I 220}) - TEAhp1 * \text{EnergíaHFP}(\text{Chimbote I 220}) \dots(3.31)$$

- Cálculo de la Compensación por el uso de las Celdas de Salida L-106 y L-107 de la barra Chimbote I 138 kV. de propiedad de ETECEN

Del cuadro 3.1, se extrae la energía (kWh) para los periodos del 01 al 03 y del 04 al 31 en la barra Chimbote I 138, obteniéndose el resultado según el cuadro 3.9.

| | CBPSL ctm. \$/kWh | SEChim I 138 kWh | Compensación \$/. |
|---------------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Marzo del 01 al 03 | 0.0092 | 2 402 458 | 221.03 |
| Marzo del 04 al 31 | 0.0092 | <u>14 287 532</u> | <u>1 314.45</u> |
| Total | | 16 689 990 | 1 535.48 |

Cuadro 3.9. Compensación Celdas de Salida L-106 y L107 en Chimbote I 138 kV

Donde:

CBPSL = CBPSL Celdas salida líneas 138 kV [ETECEN], según cuadro 3.5

Finalmente la compensación es:

Compensación (\$/.) = CBPSL * Energía(kWh)/100 ... (3.32)

- Cálculo de la Compensación por el uso de las líneas L-106 y L-107 de 138 kV (SE Chimbote I - SE Chimbote II) de propiedad de EGENOR

De los cuadros 3.1. y 3.4. se calcula la respectiva compensación, tal como se muestra en el cuadro 3.10.

| | | | |
|--|------------------|----------------|---------------------------------------|
| CBPSL | 0.0085 | ctm. S./kWh/km | <=== [Res.Osinerg N° 3079-2001-OS/CD] |
| FACBPSL | 0.9774 | | |
| CBPSL Actualizado | 0.0083 | ctm. S./kWh/km | |
| Longitud de Líneas L-106-107 | 8.57 | km | |
| CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] | 0.0728 | ctm. S./kWh | |
| CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR] Actualizado | 0.0712 | ctm. S./kWh | |
| Consumo de Siderperú | | | |
| SE Chimbote II 13.8 kV | 16 538 280 kWh | | |
| Factores de pérdidas por | Marginales | 1.0141 | <=== [Resolución N° 006-2001 P-CTE] |
| Transformación 138/13.8 kV | Medias | 1.0071 | |
| SE Chimbote II 138 kV | 16 654 875 kWh | | |
| Compensación S/. | 11 846.78 | | |

Cuadro 3.10. Compensación por el uso de las líneas L-106 y L-107 de 138 kV

Donde:

$$\text{CBPSL Actualizado} = \text{CBPSL} * \text{FACBPSL} \dots(3.33)$$

$$\text{CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR]} = \text{CBPSL} * \text{Longitud de Línea L106-107} \dots(3.34)$$

$$\text{CBPSL Líneas 138 kV [EGENOR]} = \text{FACBPSL} * \text{CBPSL Líneas 138kV [EGENOR] Actualizado} \dots(3.35)$$

Finalmente la Compensación por el uso de las líneas L-106 y L-107 de 138 kV se calcula de los dos siguientes maneras, según lo siguiente:

$$\text{Compensación (S/.)} = \text{Energía[SE Chimbote II 138kV]} * \text{CBPSL} * \text{FACBPSL} * \text{longitud de Línea} \dots(3.36)$$

$$\text{Compensación (S/.)} = \text{Energía[SE Chimbote II 138kV]} * \text{CBPSL Líneas 138 kV[EGENOR]Actualizado} \dots(3.37)$$

- Cálculo de la Compensación por el uso de las celdas de llegada de las líneas L - 106 y L-107 de la barra Chimbote II 138 kV de propiedad de HIDRANDINA

De los cuadro 3.1 y 3.3 se calcula la respectiva compensación, tal como se muestra en el cuadro 3.11.

| | | |
|---|-------------|----------|
| CBPST Celdas llegada líneas 138 kV [HIDRANDINA] | (S./kW-mes) | 0.0271 |
| Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en SE Chimbote II 13.8 kV: | | 56 762 |
| Factor de pérd. marginales de potencia [Res. N° 08-98 P/CTE] = FppC | | 1.0242 |
| Factor de pérd. medias de potencia = $1+(FppC-1)/2$ | | 1.0121 |
| Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en SE Chimbote II 138 kV: | | 57 449 |
| Compensación por uso de las celdas 138 kV S/. | | 1 556.87 |

Cuadro 3.11. Compensación por el uso de las celdas de llegada de las líneas L-106 y L-107

Donde:

$$\begin{aligned} \text{Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses} &= \text{Prom. dos máx. demandas últimos 12} \\ \text{en SE Chimbote II 138 kV} &\text{ meses en SE Chimbote II 138 kV*} \\ &\text{*Factor de Pérd. media de potencia ...}(3.38) \end{aligned}$$

Finalmente la Compensación por el uso de las celdas de llegada de las líneas L-106 y L-107 es:

$$\begin{aligned} \text{Compensación por uso de las celdas 138 kV (S/.)} &= \text{Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en} \\ &\text{SE Chimbote II 138 kV* CBPST Celdas} \\ &\text{llegada líneas 138kV[HIDRANDINA] ...}(3.39) \end{aligned}$$

- Cálculo de la Compensación por el uso del Transformador 138/13.8 kV de la barra Chimbote II de propiedad de HIDRANDINA

Se tiene los datos tal como se muestra en la tabla 3.3. según la Res. N° 006-2001 P/CTE, N° 08-98 P/CTE y de los cuadros 3.3 y 3.4

| Factores de Pérdidas Marginales | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote II 138 – Chimbote II 13.8 | 1.0142 | 1.0242 |

Tabla 3.3. Factores de Pérdidas Marginales en SE Chimbote II 138/13.8 kV.

Utilizamos la fórmula (3.40) para hallar los factores de pérdida media:

$$\text{Factor de pérd. media} = 1 + \frac{(\text{Factor de pérd. marginal} - 1) \dots}{2} \dots (3.40)$$

Obteniéndose los resultados, según la tabla 3.4.

| Factores de Pérdidas Medias | Energía | Fpem | Potencia | Fppm |
|--|---------|-------|----------|-------|
| Chimbote II 138 – Chimbote II 13.8 (C) | 1.0071 | FpemC | 1.0121 | FppmC |

Tabla 3.4. Factores de Pérdidas Medias en SE Chimbote II 138/13.8 kV.

Del cuadro 3.1 se obtiene que para el mes de marzo (01 al 31) el promedio de dos máximas demandas de los últimos 12 meses registrada en la barra de Chimbote II de 13.8 kV (barra donde se suministra al cliente libre SIDERPERU) es 27 710 kW en HP (hora punta) y 56 762 kW en HFP (hora fuera punta), estos valores se reflejan en la barra de Chimbote II 138 kV de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Potencia Máxima Anual HP (kW)} &= 27\,710 * F_{ppmC} = 28\,045 \text{ kW} \\ \text{SE Chimbote II 138 kV} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Así como la} \\ \text{Potencia Máxima Anual HFP (kW)} &= 56\,762 * F_{ppmC} = 57\,449 \text{ kW.} \\ \text{SE Chimbote II 138 kV} \end{aligned}$$

Este mismo paso se sigue para el consumo de energía (kWh) en Hora Punta y Hora Fuera Punta, en los períodos del (01 a 03) y del (04 al 31) del cuadro 3.1 registrado en la barra de Chimbote II 13.8 kV. También usamos los factores de pérdidas medias de energía para reflejar estos valores a la barra de Chimbote II 138 kV de la siguiente manera:

$$\text{Energía (kWh) barra Chimbote II 138} = \text{Energía (kWh) barra Chimbote II 13.8} * F_{pemC} \dots (3.41)$$

Siguiendo estos pasos se obtiene el siguiente cuadro 3.12.

| Período | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima Anual HP kW | Potencia Máxima Anual HFP kW | Energía | |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------|--------------------|
| | | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh |
| Marzo del 01 al 31 | SE Chimbote II 138 | 28 045 | 57 449 | | |
| | SE Chimbote II 13.8 | 27 710 | 56 762 | | |
| Marzo del 01 al 03 | SE Chimbote II 138 | | | 177 214 | 2 220 308 |
| | SE Chimbote II 13.8 | | | 175 965 | 2 204 655 |
| Marzo del 04 al 31 | SE Chimbote II 138 | | | 1 842 228 | 12 415 952 |
| | SE Chimbote II 13.8 | | | 1 829 240 | 12 328 420 |

Cuadro 3.12. Consumo de Potencia y Energía de SIDERPERU

Las tarifas en barras de Chimbote II de 138 y 13.8 kV es el que se muestra en el cuadro 3.13.

| Período | Subestaciones de Transformación | Tarifas de Barras | | | |
|--------------------|---------------------------------|------------------------|---------------------|------------------------------|--------------------------------|
| | | Pot. HP PPB (S/kW-mes) | Pot. HFP (S/kW-mes) | Ener. P. PEBP (cent.SI./kWh) | Ener. F.P. PEBF (cent.SI./kWh) |
| | | | | | |
| Marzo del 01 al 31 | SE Chimbote II 138 | 24.83 | | | |
| | SE Chimbote II 13.8 | 28.69 | 3.2922 | | |
| Marzo del 01 al 03 | SE Chimbote II 138 | | | 12.04 | 9.04 |
| | SE Chimbote II 13.8 | | | 12.21 | 9.17 |
| Marzo del 04 al 31 | SE Chimbote II 138 | | | 12.04 | 9.04 |
| | SE Chimbote II 13.8 | | | 12.21 | 9.17 |

Cuadro 3.13. Tarifa de Barras en la SE Chimbote 138/13.8 kV

Donde:

En Chimbote II 138, y según el cuadro 3.5

| | | |
|------|-----------|-------------------------|
| PPB | = TPhp5 | = 24.83 (S/./kW-mes) |
| PEBP | = TEAhp5 | = 12.04 (cent. S/./kWh) |
| PEBF | = TEAhfp5 | = 9.04 (cent. S/./kWh) |

En Chimbote II 13.8, y según el cuadro 3.5

| | | |
|----------|-----------|-------------------------|
| PPB | = TPhp6 | = 28.69 (S/./kW-mes) |
| Pot. HFP | = TPhfp6 | = 3.2922 (S/./kW-mes) |
| PEBP | = TEAhp2 | = 12.21 (cent. S/./kWh) |
| PEBF | = TEAhfp2 | = 9.17 (cent. S/./kWh) |

Finalmente se obtiene la compensación por el uso del transformador 138/13.8 kV de la barra Chimbote II, tal como se muestra en el cuadro 3.14.

| Período | Subestaciones de Transformación | Ingreso Tarifario+Peaje | | | TOTAL S/. |
|--------------------|---|-------------------------|------------------|-------------|------------|
| | | Potencia HP S/. | Potencia HFP S/. | Energía S/. | |
| Marzo del 01 al 31 | SE Chimbote II 138 SE Chimbote II 13.8 | 98 642.55 | 95 644.99 | | 194 287.54 |
| Marzo del 01 al 03 | SE Chimbote II 138 SE Chimbote II 13.8 | | | 1 599.78 | 1 599.78 |
| Marzo del 04 al 31 | SE Chimbote II 138 SE Chimbote II 13.8 | | | 9 660.01 | 9 660.01 |
| Total S/. | | 98 642.55 | 95 644.99 | 11 259.79 | 205 547.33 |

Cuadro 3.14. Compensación por el uso del transformador 138/13.8 kV

Donde:

$$\text{Ingreso Tarifario + Peaje por potencia HP (S/.)} = \text{TPhp6*Pot(Chimbote II 13.8) - TPhp5*Pot(Chimbote II 138) ... (3.42)}$$

$$\text{Ingreso Tarifario + Peaje por potencia HFP (S/.)} = \text{TPhfp6*(PotHFP - PotHP) en Chimbote II 13.8 ... (3.43)}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingreso Tarifario + Peaje por} &= \text{TEAhp6*EnergíaHP(Chimbote II 13.8)+} \\ \text{Energía (S/.)} &\text{TEAhp6*EnergíaHFP(Chimbote II 13.8) -} \\ &\text{TEAhp5*EnergíaHP(Chimbote II 138) -} \\ &\text{TEAhp5*EnergíaHFP(Chimbote II 138) ... (3.44)} \end{aligned}$$

Haciendo un resumen total de las compensaciones calculadas líneas arriba para el cliente libre SIDERPERU se obtiene el cuadro 3.15.

| EMPRESA | INSTALACION | COMPENSACION (S/.) | | MARZO 2002 |
|------------|--|--------------------|-------------------|-------------------|
| | | ENERGIA | POTENCIA | TOTAL |
| ETECEN | Transformador 220/138 kV | 50 067.80 | 2 130.33 | 52 198.13 |
| | Celdas de líneas 138 kV | 1 535.48 | 0.00 | 1 535.48 |
| EGENOR | Líneas L-106-107 | 11 846.78 | 0.00 | 11 846.78 |
| HIDRANDINA | Celdas de líneas 138 kV | 0.00 | 1 556.87 | 1 556.87 |
| | Transformador 138/13.8 kV | 11 259.79 | 194 287.54 | 205 547.33 |
| | COMPENSACION TOTAL POR EL CLIENTE LIBRE | 74 709.85 | 197 974.74 | 272 684.59 |

Cuadro 3.15. Compensación Total por el uso de instalaciones por SIDERPERU de Marzo 2002

A continuación se presenta los cuadros 3.16 y 3.17 que representan la compensación total por el Cliente Libre SIDERPERU para los meses de Enero y Febrero 2002. En los anexos A, B y C del presente informe se presentan las respectivas hojas de cálculos.

| EMPRESA | INSTALACION | COMPENSACION (S/.) | | ENERO 2002 |
|--|---------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| | | ENERGIA | POTENCIA | TOTAL |
| ETECEN | Transformador 220/138 kV | 52 886.49 | 1 595.16 | 54 481.65 |
| | Celdas de líneas 138 kV | 1 620.30 | 0.00 | 1 620.30 |
| EGENOR | Líneas L-106-107 | 17 341.72 | 3 129.75 | 20 471.47 |
| HIDRANDINA | Celdas de líneas 138 kV | 0.00 | 1 562.63 | 1 562.63 |
| | Transformador 138/13.8 kV | 12 000.07 | 194 971.26 | 206 971.33 |
| COMPENSACION TOTAL POR EL CLIENTE LIBRE | | 83 848.58 | 201 258.80 | 285 107.38 |

Cuadro 3.16. Compensación Total por el uso de instalaciones por SIDERPERU de Enero 2002

| EMPRESA | INSTALACION | COMPENSACION (S/.) | | FEBRERO 2002 |
|--|---------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| | | ENERGIA | POTENCIA | TOTAL |
| ETECEN | Transformador 220/138 kV | 61 099.81 | 2 120.45 | 63 220.26 |
| | Celdas de líneas 138 kV | 1 873.12 | 0.00 | 1 873.12 |
| EGENOR | Líneas L-106-107 | 14 451.74 | 0.00 | 14 451.74 |
| HIDRANDINA | Celdas de líneas 138 kV | 0.00 | 1 564.35 | 1 564.35 |
| | Transformador 138/13.8 kV | 13 741.48 | 195 140.23 | 208 881.71 |
| COMPENSACION TOTAL POR EL CLIENTE LIBRE | | 91 166.15 | 198 825.03 | 289 991.18 |

Cuadro 3.17. Compensación Total por el uso de instalaciones por SIDERPERU de Febrero 2002

CONCLUSIONES

1. Las tarifas de transmisión, así como los procedimientos para determinar las compensaciones por el uso de estos sistemas eléctricos se fijan anualmente durante la regulación tarifaria de mayo de cada año. Para el presente informe se ha utilizado Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 006-2001 P/CTE, publicado en el diario el Peruano el 12 de abril de 2001.
2. Para el presente procedimiento se han utilizado los Fórmulas de Actualización según la Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 006-2001 P/CTE. Pero estas se verán afectados en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT, FACBPSE) en cualquiera de los Sistemas Eléctricos se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.
3. El presente procedimiento toma en cuenta que la transmisión es una actividad realizada por monopolios que por mandato de la Ley deben ser regulados y que los precios de la potencia y energía del mercado libre son datos de comparación en el procedimiento de fijación de los precios y tarifas para mercado regulado.

Estos últimos deben estar ubicados en una banda de más menos 10% de los valores del mercado libre, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes, por lo que la competencia en el mercado libre realimenta las señales económicas del mercado regulado.

4. Se debe tener presente que en este informe lo que plantea no son nuevos cargos y/o parámetros de cálculo para tarifas de transmisión sino únicamente el procedimiento de cálculo de las compensaciones para los clientes libres, cuyos precios a nivel de generación están sujetos a la libre negociación con el suministrador.
5. El procedimiento para la determinación de los consumos de energía y potencia del cliente libre en la BRG (reflejo con las pérdidas medias) los valores de energía y potencia en la BRG es únicamente para efectos de calcular las compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión. En ese sentido se debe dejar bien claro que el presente procedimiento es exclusivamente para fines de determinar las compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión.
6. Este procedimiento que anteriormente fue sometido a un proceso previo de Consulta Ciudadana, da una mayor dinámica y transparencia a las transacciones entre generadores y los clientes del mercado libre, a través de un procedimiento debidamente establecido que da seguridades a los operadores y otorga claridad a las remuneraciones de nuestro mercado.
7. El sistema ejemplo del presente informe es el sistema Secundario de Transmisión (ETECEN, EGENOR e HIDRANDINA) que suministra electricidad a SIDERPERU y que está conformada por sus respectivas instalaciones, de tal forma que el cálculo de la compensación que se ha

elaborado fue expandiendo las tarifas reguladas comprendidas entre la Barra de Referencia de Generación hasta la barra de suministro al Cliente Libre y para cada una de las barras comprendidas entre ellas del sistema Secundario de Transmisión señalado, empleando los procedimientos establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) mediante las Resoluciones de fijación de precios en barra.

8. El procedimiento propuesto en el presente documento no es obligatorio en los casos en que hubiera acuerdos contractuales previos entre las partes para el pago de las compensaciones de transmisión.
9. Los propietarios de transmisión no están facultados a facturar directamente el cliente libre por el uso de sus instalaciones. Las compensaciones deben ser facturadas al correspondiente suministrador.
10. Según el cálculo efectuado la compensación mensual que abonará el Cliente Libre SIDERPERU, es de 285 107.38 S/., 289 991.18 S/. y 272 684.59 S/., para los meses de enero, febrero y marzo 2002 respectivamente. Estos montos representan la cantidad que deberá cancelar a su suministrador EDEGEL.

RECOMENDACIONES

1. Para el tratamiento de casos especiales en que el procedimiento general planteado para determinar las compensaciones por transmisión exige mayores precisiones, ya sea porque existen mayores requerimientos de calidad y confiabilidad que hayan sido solicitados de manera expresa por parte de los clientes libres, o porque existen configuraciones especiales de las instalaciones de transmisión que hace un tratamiento particular, las partes interesadas podrán solicitar al OSINERG la determinación individualizada de las compensaciones de transmisión y/o distribución.
2. Los cargos de transmisión y las pérdidas respectivas se deben determinar de una sola vez para el conjunto de instalaciones (no por tramos). En aquellos casos en que esta regla general no sea factible de aplicar, las partes interesadas podrán solicitar su determinación con el OSINERG.

Con relación a la determinación de las pérdidas media, éstas deben ser calculadas con la siguiente fórmula:

$$P_{me} = (FPMg - 1)/2$$

Donde:

FPMg : Factor de pérdidas marginales. Valor publicado por de la GART de OSINERG en las resoluciones de fijación de precios.

PMe : Pérdidas Medias.

Las premisas para la determinación de esta fórmula son las siguientes:

- Se considera como referencia la demanda a la salida del sistema eléctrico (consumo del cliente libre).
 - Las pérdidas fijas, para condiciones normales de operación y sistemas eléctricos eficientes se consideran aproximadamente igual a cero.
3. La regla general para determinar la BRG para aplicación de los cargos de transmisión para un cliente libre, se prevé que debe ser aquella Subestación Base que se encuentre más cerca del punto de entrega al cliente. La determinación de la BRG más cercana, en caso de existir varias barras base, se puede determinar empleando la trayectoria de mínimo costo.

ANEXOS

ANEXO A

**COMPENSACIÓN POR EL USO DEL SISTEMA SECUNDARIO DE
TRANSMISIÓN DE SIDERPERU PARA EL MES DE ENERO 2002**

MES DE ENERO 2002

COMPENSACION POR USO DEL TRANSFORMADOR 220/138 kV DE LA SE CHIMBOTE I.

| Periodo | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima kW | Energía | | Tarifas de Barras | | | Ingreso Tarifario+Peaje | | TOTAL S/. |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|---------------------------|----------------|-----------------|-------------------------|-----------|--------------|
| | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh | Pot. HP PPB (S/kW-mes) | Ener. P. PEBP | Ener. F.P. PEBF | Potencia | Energía | |
| | | | | | | (cent.S/./kWh) | | S/. | S/. | |
| Enero del 01 al 31 | SE Chimbote I 220 | 38 940 | | | 24.39 | | | 1 595.16 | | 1 595.16 |
| | SE Chimbote I 138 | 38 862 | | | 24.48 | | | | | |
| Enero del 01 al 03 | SE Chimbote I 220 | | 153 836 | 1 355 630 | | 11.34 | 8.43 | | 4 524.46 | 4 524.46 |
| | SE Chimbote I 138 | | 153 644 | 1 353 938 | | 11.66 | 8.74 | | | |
| Enero del 04 al 31 | SE Chimbote I 220 | | 2 164 018 | 13 960 495 | | 11.35 | 8.44 | | 48 362.03 | 48 362.03 |
| | SE Chimbote I 138 | | 2 161 316 | 13 943 066 | | 11.67 | 8.75 | | | |
| | | | | | | | Total S/. | 1 595.16 | 52 886.49 | 54 481.65 |

| Factores de pérd. marginales | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 | 1.0025 | 1.0040 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 | 1.0041 | 1.0051 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 | 1.0142 | 1.0242 |

| Factores de pérd. medias | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 | 1.0013 | 1.0020 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 | 1.0021 | 1.0026 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 | 1.0071 | 1.0121 |

COMPENSACION POR USO DE LAS CELDAS DE SALIDA L-106-107 DE LA BARRA CHIMBOTE I 138 kV.

| | CBPSL ctm. S/./kWh | SEChim I 138 kWh | Compensación S/. |
|-----------------|-----------------------|---------------------|---------------------|
| Hasta el día 03 | 0.0092 | 1 507 582 | 138.70 |
| Desde el día 04 | 0.0092 | <u>16 104 382</u> | <u>1 481.60</u> |
| Total | | 17 611 964 | 1 620.30 |

| | | | |
|---------------------------------|---------------------------------|------------|------------------------|
| RESUMEN DE COMPENSACION: | TRANSFORMADOR 220/138 kV | S/. | 54 481.65 |
| | CELDAS DE LINEAS 138 kV | S/. | <u>1 620.30</u> |
| | COMPENSACION TOTAL | S/. | 56 101.95 |

[Líneas L-106-107 de 138 kV - SE Chimbote I-SE Chimbote II]

MES DE ENERO 2002

| Periodo | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima kW | Energía | | Tarifas de Barras | | | Ingreso Tarifario+Peaje | | TOTAL S/. |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|------------------------------|-----------------------------------|--------------------|-------------------------|-----------|--------------|
| | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh | Pot. HP PPB (S/kW-mes) | Ener. P. PEBP (cent.S./kWh) | Ener. F.P. PEBF | Potencia | Energía | |
| | | | | | | | | S/. | S/. | |
| Enero del 01 al 31 | SE Chimbote I 138 | 38 841 | | | 24.48 | | | 3 129.75 | | 3 129.75 |
| | SE Chimbote II 138 | 38 763 | | | 24.61 | | | | | |
| Enero del 01 al 03 | SE Chimbote I 138 | | 153 520 | 1 352 846 | | 11.67 | 8.75 | | 1 500.07 | 1 500.07 |
| | SE Chimbote II 138 | | 153 328 | 1 351 157 | | 11.79 | 8.86 | | | |
| Enero del 04 al 31 | SE Chimbote I 138 | | 2 159 572 | 13 931 814 | | 11.68 | 8.75 | | 15 841.65 | 15 841.65 |
| | SE Chimbote II 138 | | 2 156 876 | 13 914 421 | | 11.79 | 8.86 | | | |
| | | | | | | | Total S/. | 3 129.75 | 17 341.72 | 20 471.47 |

Factores de pérd. marginales

| | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 | 1.0025 | 1.0040 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 | 1.0041 | 1.0051 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 | 1.0142 | 1.0242 |

Factores de pérd. medias

| | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 | 1.0013 | 1.0020 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 | 1.0021 | 1.0026 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 | 1.0071 | 1.0121 |

[SE Chimbote II: Transformador 138/13.8 kV y celdas de llegada de líneas L-106-107 de 138 kV]

MES DE ENERO 2002

MAXIMAS DEMANDAS MENSUALES EN LA BARRA CHIMBOTE II 13.8 kV [kW]

| | HP | HFP |
|-----------------------|--------|--------|
| Feb-01 | 21 398 | 57 168 |
| Mar-01 | 21 283 | 57 197 |
| Abr-01 | 21 974 | 56 650 |
| May-01 | 27 454 | 56 873 |
| Jun-01 | 27 965 | 51 293 |
| Jul-01 | 26 770 | 50 645 |
| Ago-01 | 26 989 | 54 488 |
| Sep-01 | 25 673 | 54 497 |
| Oct-01 | 25 657 | 55 460 |
| Nov-01 | 25 954 | 54 315 |
| Dic-01 | 21 198 | 43 488 |
| Ene-02 | 21 310 | 38 300 |
| Promedio dos máximos: | 27 710 | 57 183 |

COMPENSACION POR USO DE LAS CELDAS DE LLEGADA L-106-107 DE LA BARRA CHIMBOTE II 138 kV.

| CBPST | S/./kW-mes | | |
|---|------------|--|------------|
| Hasta el día 03 | 0.0270 | Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en SE Chimbote I 13.8 kV: | 57 183 [2] |
| Desde el día 04 | 0.0270 | Factor de pérd. marginales de potencia [Res. N° 08-98 P/CTE] | 1.0242 |
| Ponderado | 0.0270 [1] | Factor de pérd. medias de potencia | 1.0121 [3] |
| | | Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en SE Chimbote I 138 kV: | 57 875 [4] |
| Compensación por uso de las celdas 138 kV S/. | | 1 562.63 | [1]x[4] |

COMPENSACION POR USO DEL TRANSFORMADOR 138/13.8 kV DE LA SE CHIMBOTE II.

| Periodo | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima Anual HP kW | Potencia Máxima Anual HFP kW | Energía | | Tarifas de Barras | | | | Ingreso Tarifario+Peaje | | | TOTAL S/. |
|--------------------|---|-----------------------------|------------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------|------------------------------|-----------------|-------------------------|------------------|-------------|------------|
| | | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh | Pot. HP PPB (S/kW-mes) | Pot. HFP (S/kW-mes) | Ener. P. PEBP (cent.S/./kWh) | Ener. F.P. PEBF | Potencia HP S/. | Potencia HFP S/. | Energía S/. | |
| | | | | | | | | | | | | | |
| Enero del 01 al 31 | SE Chimbote II 138 SE Chimbote II 13.8 | 28 045 27 710 | 57 875 57 183 | | | 24.63 28.48 | 3.2755 | | | 98 432.45 | 96 538.81 | | 194 971.26 |
| Enero del 01 al 03 | SE Chimbote II 138 SE Chimbote II 13.8 | | | 153 328 152 247 | 1 351 157 1 341 631 | | | 11.79 11.95 | 8.86 8.98 | | | 882.10 | 882.10 |
| Enero del 04 al 31 | SE Chimbote II 138 SE Chimbote II 13.8 | | | 2 156 876 2 141 670 | 13 914 421 13 816 325 | | | 11.79 11.96 | 8.86 8.99 | | | 11 117.97 | 11 117.97 |
| Total S/. | | | | | | | | | | 98 432.45 | 96 538.81 | 12 000.07 | 206 971.33 |

| | | | |
|--------------------------|---------------------------|-----|-------------------|
| RESUMEN DE COMPENSACION: | CELIDAS DE LINEAS 138 kV | S/. | 1 562.63 |
| | TRANSFORMADOR 138/13.8 kV | S/. | <u>206 971.33</u> |
| | COMPENSACION TOTAL | S/. | 208 533.96 |

ANEXO B

**COMPENSACIÓN POR EL USO DEL SISTEMA SECUNDARIO DE
TRANSMISIÓN DE SIDERPERU PARA EL MES DE FEBRERO 2002**

MES DE FEBRERO 2002

COMPENSACION POR USO DEL TRANSFORMADOR 220/138 KV DE LA SE CHIMBOTE I.

| Periodo | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima kW | Energía | | Tarifas de Barras | | | Ingreso Tarifario+Peaje | | TOTAL S/. |
|--------------------|--|-----------------------|------------------------|--------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------|-------------------------|-----------|--------------|
| | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh | Pot. HP PPB (S/kW-mes) | Ener. P. PEBP (cent.S/./kWh) | Ener. F.P. PEBF | Potencia | Energía | |
| | | | | | | | | S/. | S/. | |
| Enero del 01 al 31 | SE Chimbote I 220 SE Chimbote I 138 | 52 045 51 941 | | | 24.56 24.65 | | | 2 120.45 | | 2 120.45 |
| Enero del 01 al 03 | SE Chimbote I 220 SE Chimbote I 138 | | 167 837 167 627 | 1 743 090 1 740 914 | | 11.34 11.66 | 8.43 8.74 | | 5 725.99 | 5 725.99 |
| Enero del 04 al 31 | SE Chimbote I 220 SE Chimbote I 138 | | 1 908 394 1 906 011 | 16 566 043 16 545 361 | | 11.35 11.67 | 8.44 8.75 | | 55 373.82 | 55 373.82 |
| | | | | | | | Total S/. | 2 120.45 | 61 099.81 | 63 220.26 |

| Factores de pérd. marginales | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 | 1.0025 | 1.0040 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 | 1.0041 | 1.0051 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 | 1.0142 | 1.0242 |

| Factores de pérd. medias | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 | 1.0013 | 1.0020 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 | 1.0021 | 1.0026 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 | 1.0071 | 1.0121 |

COMPENSACION POR USO DE LAS CELDAS DE SALIDA L-106-107 DE LA BARRA CHIMBOTE I 138 KV.

| | CBPSL ctm. S/./kWh | SEChim I 138 kWh | Compensación S/. |
|-----------------|-----------------------|---------------------|---------------------|
| Hasta el día 03 | 0.0092 | 1 908 541 | 175.59 |
| Desde el día 04 | 0.0092 | 18 451 372 | 1 697.53 |
| Total | | 20 359 913 | 1 873.12 |

| | | | |
|--------------------------|--------------------------|-----|-----------|
| RESUMEN DE COMPENSACION: | TRANSFORMADOR 220/138 KV | S/. | 63 220.26 |
| | CELDA DE LINEAS 138 KV | S/. | 1 873.12 |
| | COMPENSACION TOTAL | S/. | 65 093.38 |

[Líneas L-106-107 de 138 kV - SE Chimbote I-SE Chimbote II]

MES DE FEBRERO 2002

CBPSL

E. Activa

Factores de pérdidas por
Transformación 138/13.8 kV
[Resolución N° 006-2001 P-CTE]

| | | | |
|------------------------------|--------|---------------|----------------------------------|
| CBPSL | 0.0085 | ctm S./kWh/km | [Res.Osinerg N° 3079-2001-OS/CD] |
| FACBPSL hasta el día 03 | 0.9750 | | |
| FACBPSL desde el día 04 | 0.9774 | | |
| CBPSL hasta el día 03 | 0.0083 | ctm S./kWh/km | |
| CBPSL desde el día 04 | 0.0083 | ctm S./kWh/km | |
| CBPSL ponderado | 0.0083 | ctm S./kWh/km | [1] |
| Longitud de Líneas L-106-107 | 8.57 | km | [2] |

Marginales 1.0141
Medias 1.00705

Consumos de Siderperú

| | | |
|------------------------|------------|---------|
| SE Chimbote II 13.8 kV | 20 174 843 | kWh |
| SE Chimbote II 138 kV | 20 317 076 | kWh [3] |

Compensación S. 14 451.74 [1] x [2]

MES DE FEBRERO 2002

MAXIMAS DEMANDAS MENSUALES EN LA BARRA CHIMBOTE II 13.8 kV [kW]

| | HP | HFP |
|-----------------------|--------|--------|
| Mar-01 | 21 283 | 57 197 |
| Abr-01 | 21 974 | 56 650 |
| May-01 | 27 454 | 56 873 |
| Jun-01 | 27 965 | 51 293 |
| Jul-01 | 26 770 | 50 645 |
| Ago-01 | 26 989 | 54 488 |
| Sep-01 | 25 673 | 54 497 |
| Oct-01 | 25 657 | 55 460 |
| Nov-01 | 25 954 | 54 315 |
| Dic-01 | 21 198 | 43 488 |
| Ene-02 | 21 310 | 38 300 |
| Feb-02 | 19 283 | 51 189 |
| Promedio dos máximos: | 27 710 | 57 035 |

COMPENSACION POR USO DE LAS CELDAS DE LLEGADA L-106-107 DE LA BARRA CHIMBOTE II 138 kV.

| | | | |
|---|------------|--|------------|
| CBPST | S/./kW-mes | | |
| Hasta el día 03 | 0.0270 | Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en SE Chimbote I 13.8 kV: | 57 035 [2] |
| Desde el día 04 | 0.0271 | Factor de pérd. marginales de potencia [Res. N° 08-98 P/CTE] | 1.0242 |
| Ponderado | 0.0271 [1] | Factor de pérd. medias de potencia | 1.0121 [3] |
| | | Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en SE Chimbote I 138 kV: | 57 725 [4] |
| Compensación por uso de las celdas 138 kV S/. | | | |
| | | 1 564.35 | [1]x[4] |

COMPENSACION POR USO DEL TRANSFORMADOR 138/13.8 kV DE LA SE CHIMBOTE II.

| Periodo | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima Anual HP kW | Potencia Máxima Anual HFP kW | Energía | | Tarifas de Barras | | | | Ingreso Tarifario • Peaje | | | TOTAL S/. |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------|--------------------|------------------------|---------------------|------------------------------|-----------------|---------------------------|------------------|-------------|------------|
| | | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh | Pot. HP PPB (S/kW-mes) | Pot. HFP (S/kW-mes) | Ener. P. PEBP (cent.S/./kWh) | Ener. F.P. PEBF | Potencia HP S/. | Potencia HFP S/. | Energía S/. | |
| Enero del 01 al 31 | SE Chimbote II 138 | 28 045 | 57 725 | | | 24.81 | | | | 98 649.25 | 96 490.98 | | 195 140.23 |
| | SE Chimbote II 13.8 | 27 710 | 57 035 | | | 28.67 | 3.2904 | | | | | | |
| Enero del 01 al 03 | SE Chimbote II 138 | | | 167 282 | 1 737 337 | | | 11.79 | 8.86 | | | 1 111.69 | 1 111.69 |
| | SE Chimbote II 13.8 | | | 166 103 | 1 725 089 | | | 11.95 | 8.98 | | | | |
| Enero del 04 al 31 | SE Chimbote II 138 | | | 1 902 096 | 16 511 369 | | | 11.79 | 8.86 | | | 12 629.79 | 12 629.79 |
| | SE Chimbote II 13.8 | | | 1 888 686 | 16 394 965 | | | 11.96 | 8.99 | | | | |
| Total S/. | | | | | | | | | | 98 649.25 | 96 490.98 | 13 741.48 | 208 881.71 |

| | | | |
|--------------------------|---------------------------|-----|-------------------|
| RESUMEN DE COMPENSACION: | CELDA DE LINEAS 138 kV | S/. | 1 564.35 |
| | TRANSFORMADOR 138/13.8 kV | S/. | <u>208 881.71</u> |
| | COMPENSACION TOTAL | S/. | 210 446.06 |

ANEXO C

**COMPENSACIÓN POR EL USO DEL SISTEMA SECUNDARIO DE
TRANSMISIÓN DE SIDERPERU PARA EL MES DE MARZO 2002**

MES DE MARZO 2002

COMPENSACION POR USO DEL TRANSFORMADOR 220/138 KV DE LA SE CHIMBOTE I.

| Periodo | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima kW | Energía | | Tarifas de Barras | | | Ingreso Tarifario+Peaje | | TOTAL S/. |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|------------------------------|-----------------------------------|--------------------|-------------------------|-----------|--------------|
| | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh | Pot. HP PPB (S/kW-mes) | Ener. P. PEBP (cent.S./kWh) | Ener. F.P. PEBF | Potencia | Energía | |
| | | | | | | | | S/. | S/. | |
| Enero del 01 al 31 | SE Chimbote I 220 | 52 452 | | | 24.58 | | | 2 130.33 | | 2 130.33 |
| | SE Chimbote I 138 | 52 347 | | | 24.67 | | | | | |
| Enero del 01 al 03 | SE Chimbote I 220 | | 177 801 | 2 227 660 | | 11.59 | 8.62 | | 7 199.93 | 7 199.93 |
| | SE Chimbote I 138 | | 177 579 | 2 224 879 | | 11.91 | 8.93 | | | |
| Enero del 04 al 31 | SE Chimbote I 220 | | 1 848 328 | 12 457 064 | | 11.59 | 8.62 | | 42 867.87 | 42 867.87 |
| | SE Chimbote I 138 | | 1 846 020 | 12 441 512 | | 11.91 | 8.93 | | | |
| | | | | | | | Total S/. | 2 130.33 | 50 067.80 | 52 198.13 |

| Factores de pérd. marginales | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 | 1.0025 | 1.0040 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 | 1.0041 | 1.0051 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 | 1.0142 | 1.0242 |

| Factores de pérd. medias | Energía | Potencia |
|------------------------------------|---------|----------|
| Chimbote I 220 - Chimbote I 138 | 1.0013 | 1.0020 |
| Chimbote I 138 - Chimbote II 138 | 1.0021 | 1.0026 |
| Chimbote II 138 - Chimbote II 13,8 | 1.0071 | 1.0121 |

COMPENSACION POR USO DE LAS CELDAS DE SALIDA L-106-107 DE LA BARRA CHIMBOTE I 138 KV.

| | CBPSL ctm. S/./kWh | SEChim I 138 kWh | Compensación S/. |
|-----------------|-----------------------|---------------------|---------------------|
| Hasta el día 03 | 0.0092 | 2 402 458 | 221.03 |
| Desde el día 04 | 0.0092 | <u>14 287 532</u> | <u>1 314.45</u> |
| Total | | 16 689 990 | 1 535.48 |

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------------|------------|------------------|
| RESUMEN DE COMPENSACION: | TRANSFORMADOR 220/ 138 KV | S/. | 52 198.13 |
| | CELDA DE LINEAS 138 KV | S/. | 1 535.48 |
| | COMPENSACION TOTAL | S/. | 53 733.61 |

[Líneas L-106-107 de 138 kV - SE Chimbote I-SE Chimbote II]

MES DE MARZO 2002

CBPSL

E Activa

Factores de pérdidas por
Transformación 138/13.8 kV
[Resolución N° 006-2001 P-CTE]

| | | | |
|------------------------------|--------|---------------|----------------------------------|
| CBPSL | 0.0085 | ctm S./kWh/km | [Res.Osinerg N° 3079-2001-OS/CD] |
| FACBPSL hasta el día 03 | 0.9774 | | |
| FACBPSL desde el día 04 | 0.9774 | | |
| CBPSL hasta el día 03 | 0.0083 | ctm S./kWh/km | |
| CBPSL desde el día 04 | 0.0083 | ctm S./kWh/km | |
| CBPSL ponderado | 0.0083 | ctm S./kWh/km | [1] |
| Longitud de Líneas L-106-107 | 8.57 | km | [2] |

Marginales 1.0141
Medias 1.00705

Consumos de Siderperú

| | | |
|------------------------|------------|---------|
| SE Chimbote II 13.8 kV | 16 538 280 | kWh |
| SE Chimbote II 138 kV | 16 654 875 | kWh [3] |

Compensación S. 11 846.78 [1] x [2]

MES DE MARZO 2002

MAXIMAS DEMANDAS MENSUALES EN LA BARRA CHIMBOTE II 13.8 kV [kW]

| | HP | HFP |
|-----------------------|--------|--------|
| Abr-01 | 21 974 | 56 650 |
| May-01 | 27 454 | 56 873 |
| Jun-01 | 27 965 | 51 293 |
| Jul-01 | 26 770 | 50 645 |
| Ago-01 | 26 989 | 54 488 |
| Sep-01 | 25 673 | 54 497 |
| Oct-01 | 25 657 | 55 460 |
| Nov-01 | 25 954 | 54 315 |
| Dic-01 | 21 198 | 43 488 |
| Ene-02 | 21 310 | 38 300 |
| Feb-02 | 19 283 | 51 189 |
| Mar-02 | 19 325 | 51 590 |
| Promedio dos máximos: | 27 710 | 56 762 |

COMPENSACION POR USO DE LAS CELDAS DE LLEGADA L-106-107 DE LA BARRA CHIMBOTE II 138 kV.

| CBPST | S/./kW-mes | | |
|-----------------|------------|---|------------|
| Hasta el día 03 | 0.0271 | Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en SE Chimbote I 13.8 kV | 56 762 [2] |
| Desde el día 04 | 0.0271 | Factor de pérd. marginales de potencia [Res. N° 08-98 P/CTE] | 1.0242 |
| Ponderado | 0.0271 [1] | Factor de pérd. medias de potencia | 1.0121 [3] |
| | | Prom. dos máx. demandas últimos 12 meses en SE Chimbote I 138 kV: | 57 449 [4] |

Compensación por uso de las celdas 138 kV S/ 1 556.87 [1]x[4]

COMPENSACION POR USO DEL TRANSFORMADOR 138/13.8 kV DE LA SE CHIMBOTE II.

| Periodo | Subestaciones de Transformación | Potencia Máxima Anual HP kW | Potencia Máxima Anual HFP kW | Energía | | Tarifas de Barras | | | | Ingreso Tarifario•Peaje | | | TOTAL S/. |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------|--------------------|-------------------------|----------------------|------------------------------|-----------------|-------------------------|------------------|-------------|------------|
| | | | | Punta kWh | Fuera de Punta kWh | Pot. HP PPB (\$/kW-mes) | Pot. HFP (\$/kW-mes) | Ener. P. PEBP (cent.S/./kWh) | Ener. F.P. PEBF | Potencia HP S/. | Potencia HFP S/. | Energía S/. | |
| Enero del 01 al 31 | SE Chimbote II 138 | 28 045 | 57 449 | | | 24.83 | | | | 98 642.55 | 95 644.99 | | 194 287.54 |
| | SE Chimbote II 13.8 | 27 710 | 56 762 | | | 28.69 | 3.2922 | | | | | | |
| Enero del 01 al 03 | SE Chimbote II 138 | | | 177 214 | 2 220 308 | | | 12.04 | 9.04 | | | 1 599.78 | 1 599.78 |
| | SE Chimbote II 13.8 | | | 175 965 | 2 204 655 | | | 12.21 | 9.17 | | | | |
| Enero del 04 al 31 | SE Chimbote II 138 | | | 1 842 228 | 12 415 952 | | | 12.04 | 9.04 | | | 9 660.01 | 9 660.01 |
| | SE Chimbote II 13.8 | | | 1 829 240 | 12 328 420 | | | 12.21 | 9.17 | | | | |
| Total S/. | | | | | | | | | | 98 642.55 | 95 644.99 | 11 259.79 | 205 547.33 |

| | | | |
|--------------------------|---------------------------|-----|------------|
| RESUMEN DE COMPENSACION: | CELIDAS DE LINEAS 138 kV | S/. | 1 556.87 |
| | TRANSFORMADOR 138/13.8 kV | S/. | 205 547.33 |
| | COMPENSACION TOTAL | S/. | 207 104.20 |

ANEXO D

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS, SEGÚN DECRETO LEY 25844

LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS

DECRETO LEY 25844

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°.- Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas, en representación del Estado, es el encargado de velar por el cumplimiento de la presente Ley, quien podrá delegar en parte las facultades conferidas.

Las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

Cc. *art. 101 Ley (1);
arts. 10, 11, 192 y 193 Reglamento(2);
art. 5, D. Leg. 757.*

Modificación del segundo párrafo por Ley 26734 del 31.12.96:

El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG(Organismo Supervisor de Inversión en Energía) en representación del Estado son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente ley, quienes podrán delegar las funciones conferidas.

Artículo 2°.- Constituye Servicio Público de Electricidad, el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta los límites de potencia que serán fijados de acuerdo a lo que establece el Reglamento.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

Cc. *art. 121 Ley;
art. 2° Reglamento.*

1 Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844

2 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas,

D.S. N°009-93-EM

Artículo 3°.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 kW.

Cc. *art. 121, 122 Ley.
arts. 3, 4, 5, 7 y 29 Reglamento*

Artículo 4°.- Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica y la generación hidroeléctrica y geotérmica que no requiere concesión, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW.

Cc. *art. 6, 7, 29 Reglamento*

Artículo 5°.- La generación de energía eléctrica de origen nuclear se normará por Ley expresa. (3)

Artículo 6°.- Las concesiones y autorizaciones serán otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, que establecerá para tal efecto un Registro de Concesiones Eléctricas.

Cc. *arts. 7, 8, 10, 11, 29 y Primera Disposición Transitoria del Reglamento.*

Artículo 7°.- Las actividades de generación, transmisión y distribución, que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

El titular deberá informar obligatoriamente al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones.

Cc. *art. 8° Reglamento.*

Artículo 8°.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia

3 No ha sido expedida dicha norma hasta la fecha.

según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

Cc. *art. 4º Decreto Ley 757; arts. 42, 43, 44 y Anexo 8º Ley.*

Artículo 9º.- El Estado previene la conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, así como del uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Cc. *art. 69 inc. b), 201 inc I) y m) Reglamento.*

TITULO II

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

Artículo 10º.- La Comisión de Tarifas Eléctricas es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Ley.

Cc. *arts. 12, 13 y 14 Reglamento; art. 3º, 4º, 5º y 6º R.S. 098-94-EM, R.I.C.T.E. (4)*

Artículo 11º.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con un Consejo Directivo integrado por cinco miembros, nombrados por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, y estará conformado por:

- a) Uno, propuesto por el Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá;
- b) Uno, elegido de la tema que proponga el Ministerio de Economía y Finanzas;
- c) Uno, elegido de la tema que proponga el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales;
- d) Uno, elegido de la tema que propongan los Concesionarios de Generación; y
- e) Uno, elegido de la tema que propongan los Concesionarios de Distribución;

Los miembros del Consejo Directivo serán designados por un periodo de cinco años.

Cc. *arts. 13, 14 y 15 Reglamento;*

Artículo 12º.- Para ser Director de la Comisión de Tarifas Eléctricas se requiere:

- a) Ser profesional titulado con no menos de 15 años de ejercicio;
- b) Reconocida solvencia e idoneidad profesional; y,
- c) Otros que señale el Reglamento de la presente Ley.

Cc. *art. 16 Reglamento.*

Artículo 13º.- El cargo de Director de la Comisión de Tarifas Eléctricas vacará por:

- a) Fallecimiento;
- b) Incapacidad permanente;
- c) Renuncia aceptada;
- d) Incompatibilidad legal sobreviniente; y
- e) Inasistencia injustificada a dos sesiones continuas del Consejo Directivo, salvo licencia autorizada.

Cc. *art. 17 Reglamento. Arts. 81º, 9º y 10º R.I.C.T.E.*

Artículo 14º.- No podrán ser Directores:

- a) Funcionarios y empleados públicos;
- b) Accionistas, directores, funcionarios y empleados de las empresas que suministren energía a precio regulado o de sociedades de consultoría que proporcionen servicios a la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- c) Directores y funcionarios de empresas que hayan sido sancionadas por actos de especulación o monopolio y quienes hubiesen sido sancionados por las mismas infracciones;
- d) Dos o más personas que sean parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o hasta el segundo grado por afinidad; y
- e) Los que tengan juicios pendientes con el Estado.

Cc. *art. 156 Ley General de Sociedades*

Artículo 15º.- Son funciones del Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas:

- a) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica con estricta sujeción a los procedimientos establecidos en la presente Ley;
- b) Resolver como última instancia administrativa todos los asuntos que en materia de fijación tarifaria presenten las partes interesadas;
- c) Elaborar su Reglamento Interno;
- d) Elegir al Vicepresidente;
- e) Nombrar al Secretario Ejecutivo, determinando sus obligaciones y remuneración;

4 Reglamento Interno de la Comisión de Tarifas Eléctricas

- f) Aprobar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas Eléctricas y someterlo a consideración al Ministerio de Energía y Minas;
- g) Imponer las sanciones por incumplimiento de sus resoluciones que señale el Reglamento;
- h) Aprobar y determinar la precalificación de empresas consultoras propuesta por la Secretaría Ejecutiva;
- i) Evaluar los estudios e informes encargados a la Secretaría Ejecutiva; y
- j) Otras que le señale el Reglamento.

Cc. *art. 67 Ley (inc. H).
arts. 22, 24, 25, 26, 27 y 28 Reglamento;*

Artículo 16°.- El Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas podrá encargar, a uno o más de sus miembros, la realización de actividades específicas que coadyuven al cumplimiento de las responsabilidades que le asigna la presente Ley. En estos casos, los Directores nominados están obligados a cumplir con el correspondiente encargo.

Cc. *art. 19° Reglamento.*

Artículo 17°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con una Secretaría Ejecutiva. El personal de dicha Secretaría estará integrado por profesionales altamente calificados y personal de apoyo eficiente. El régimen laboral de dicho personal se sujetará a la Ley N° 4916.

Cc. *art. 20° Reglamento;
arts. 20° y siguientes R.I.C.T.E.; Decreto Legislativo 728 y normas reglamentarias*

Artículo 18°.- La Secretaría Ejecutiva, en apoyo a las determinaciones que deberá tomar el Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, realizará las siguientes funciones:

- a) Efectuar la precalificación de las empresas consultoras para la elaboración de los estudios tarifarios y especiales que se requieran;
- b) Elaborar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas Eléctricas;
- c) Revisar y evaluar los estudios que presenten los concesionarios;
- d) Elaborar los términos de referencia y supervisar la ejecución de estudios que por mandato de la Ley deberá encargarse a firmas consultoras especializadas;
- e) Elaborar los estudios para la determinación de Bloques Horarios a ser utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;

- f) Ejecutar los estudios para determinar los factores de pérdidas de potencia y de energía utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;
- g) Elaborar los estudios para definir el Sistema Principal y Sistemas Secundarios de transmisión de cada Sistema Interconectado;
- h) Elaborar los estudios para definir los Sectores de Distribución Típicos;
- i) Elaborar los estudios de comparación a que se refiere el Artículo 53° de la presente Ley;
- j) Elaborar los estudios para fijar y actualizar los Valores Nuevos de Reemplazo de instalaciones de transmisión y distribución; y,
- k) Otras que le señale el Reglamento.

Cc. *art. 53 y 67 Ley;
art. 23 Reglamento;
arts. 12 al 19 R.I.C.T.E.*

Artículo 19°.- El Reglamento de la presente Ley establecerá los criterios para fijar la retribución que deberán percibir los Directores y trabajadores de la Comisión de Tarifas Eléctricas. Asimismo, determinará el número de trabajadores de la Secretaría Ejecutiva.

Cc. *arts. 18, 19, 20 y 21 Reglamento.*

Artículo 20°.- El Presupuesto de la Comisión de Tarifas Eléctricas será cubierto por los aportes anuales que efectuarán los concesionarios y empresas de electricidad, sujetas a regulación de precios.

Cc. *arts. 27 y 28 Reglamento.*

Artículo 21°.- El Reglamento Interno de la Comisión de Tarifas Eléctricas será aprobado por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas.

Cc. *R.S. 098-94-EM de fecha 28.12.94 publicada el 29.12.94 (Reglamento Interno de la Comisión de Tarifas Eléctricas).*

TITULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 22°.- La concesión se otorgará por plazo indefinido. Se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios.

TITULO IV

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA

Artículo 39°.- Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones de este Comité.

Cc. 80, 81, 82, 83 Reglamento.

Artículo 40°.- El funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema se regirá por las disposiciones que señale el Reglamento, contemplando lo siguiente:

- a) Requisitos para integrar el Comité;
- b) Mecanismos para la toma de decisiones;
- c) Procedimientos para la optimización de la operación;
- d) Procedimientos para la valorización de las transferencias de potencia y energía;
- e) Mecanismos para la solución de divergencias y/o controversias; y
- f) La información que debe proporcionar a los organismos normativos y reguladores.

Cc. inc. a).....arts. 81, 82, 83 Reglamento;
inc. b).....arts. 84 y ss. Reglamento;
inc. c).....arts. 92 al 99, 115 y 116 Reglamento;
inc. d).....arts. 100 al 114 Reglamento;
inc. e).....art. 88 Reglamento;
inc. f).....art. 117 al 121 Reglamento.

Artículo 41°.- Las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son:

- a) Planificar la operación del sistema interconectado, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones;
- c) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo al procedimiento que establezca el Reglamento;
- d) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo

al procedimiento que establece la presente Ley y el Reglamento;

- e) Garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del sistema, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación. Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del sistema;
- f) Garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado; Ningún integrante podrá contratar con sus usuarios, más potencia firme que la propia o la contratada a terceros; y,
- g) Otras que señale expresamente el Reglamento.

Cc. art. 43 Ley (inc. D);
arts. 91 incs. a), b), c), e), f), g);103, 104, 105, 106, 109, 110, 111 Reglamento.

TITULO V

SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Cc. art. 8 Ley;
art. 122 Reglamento.

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

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 41° de la presente Ley.
Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador;
- b) Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión;
- c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,
- d) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Cc. art. 8° y 41 Ley.

Artículo 44°.- No están sujetos a regulación de precios las ventas de energía eléctrica no señaladas explícitamente en el artículo anterior.

Cc. art. 43 Ley.

PRECIOS MÁXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PÚBLICO

Artículo 45°.- Las ventas de energía eléctrica a un concesionario de distribución, destinada al Servicio Público de Electricidad, se efectuarán a Tarifas en Barra.

Cc. *art. 2º, art. 43 inc c) y Anexo 1 de la Ley.*

Artículo 46°.- Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijados semestralmente por la Comisión de Tarifas Eléctricas y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año.

Las tarifas sólo podrán aplicarse previa su publicación en el Diario Oficial El Peruano y en un diario de mayor circulación.

Cc. *art. 10 Ley;*
arts. 20 inc. f) y 25 Reglamento.

Artículo 47°.- Para la fijación de Tarifas en Barra cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Proyectará la demanda para los próximos cuarentiocho meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas;
- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley;
- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establece la Comisión de Tarifas Eléctricas, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior;
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados;
- e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79 de la presente Ley;

- f) Determinará el Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando la anualidad obtenida en el acápite anterior, incrementada en un porcentaje que resulta de considerar la indisponibilidad teórica del sistema eléctrico;
- g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Estos factores serán iguales a 1,00 en la barra en que se fijen los precios básicos;

- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley; y,
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor de pérdidas de energía.

Cc. *inc. a).....arts. 98, 119 incs a), b), 123 Reglamento, Anexo 1 Ley. inc. b).....arts. 119 inc. c),d), 124 Reglamento. inc. c).....arts. 119 inc. e), Regl.; art. 18 inc. e), Anexo 2 Ley. inc. d).....art. 125 Reglamento. inc. e).....art. 126 Reglamento, art. 79 Ley. inc. f).....art. 119 inc f), 22 inc. g), art. 23 inc b) Reglamento. inc. g).....art. 18 inc. f); art. 119 inc g) Reglamento. inc. h).....art. 60 Ley.*

Artículo 48°.- Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

Cc. *art. 127 Reglamento; Anexo 9, 10 y 14 Ley.*

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

Cc. *art. 128 Reglamento; Anexo 1, 17, 4, 14 Ley.*

Artículo 50°.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes en los meses de marzo o septiembre, según se trate de las

fijaciones de precio de mayo o de noviembre, respectivamente.

Cc. *art. 47 Ley.*

Artículo 51.- Antes del 15 de marzo y 15 de septiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión de Tarifas Eléctricas el correspondiente estudio técnico-económico que explicita y justifique, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores de pérdidas de potencia y de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Cc. *art. 91 inc. f), 119 Reglamento.*

Artículo 52°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas comunicará al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, al estudio técnico-económico.

El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

La Comisión de Tarifas Eléctricas evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

Cc. *art. 122 Reglamento.*

Artículo 53°.- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas Eléctricas, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

Cc. *art. 18 inc. i) Ley; arts. 122, 129 y Quinta Disposición Transitoria del Reglamento; Decreto Supremo N°043-94-EM*

Artículo 54°.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, por causas atribuibles a

la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los generadores de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigentes, previa publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Cc. *art. 156 y 201 inc. f) Reglamento.*

Artículo 55.- Cada COES deberá entregar obligatoriamente a la Comisión de Tarifas Eléctricas la información técnica, modelos matemáticos, programas fuente y otros elementos requeridos para verificar el cálculo de los precios propuestos.

Cc. *arts. 121, 201 incs. b),c) é i), Reglamento.*

Artículo 56°.- En los Sistemas Aislados, la Comisión de Tarifas Eléctricas, fijará las Tarifas en Barra de acuerdo a los criterios señalados en la presente Ley y el Reglamento.

Cc. *art. 130 Reglamento.*

Artículo 57°.- De producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios, sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada en los casos, forma y condiciones que señale el Reglamento.

Cc. *art. 86 y Décimo Primera Disposición Transitoria de la Ley. arts. 131 y 201 inc. d) Reglamento;*

PRECIOS MÁXIMOS DE TRANSMISIÓN

Artículo 58°.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

Cc. *art. 18 inc. g) Ley; art. 132 Reglamento.*

Artículo 59°.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares

de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79° de la presente Ley.

Cc. art. 76, 79, Anexos 14 y 16 Ley; arts. 133 y 134 Reglamento.

Artículo 60°.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario, y es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme.

Cc. art. 59 Ley; arts. 135, 136, 137 Reglamento.

Artículo 61°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas fijará anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el Costo Total de Transmisión; tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado, que le deberá proporcionar el respectivo COES.

El Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste, serán fijados y publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1° de mayo de cada año.

Cc. arts. 136, 137 y 141 Reglamento.

Artículo 62°.- Si un generador suministra energía eléctrica en barras ubicadas en el Sistema Secundario de Transmisión o utilizando instalaciones de un concesionario de distribución, deberá convenir con sus propietarios las compensaciones por el uso de dichas instalaciones.

Estas compensaciones cubrirán el Costo Medio de eficiencia de tales Sistemas y no se pagarán si el uso se efectúa en sentido contrario al flujo preponderante de energía.

En caso de discrepancia y a solicitud de parte, la Comisión de Tarifas Eléctricas actuará como dirimente y deberá resolver en un plazo máximo de 30 días de presentada.

Cc. arts. 22 inc. a), 138, 139, 140 y 141 Reglamento.

PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 63°.- Las tarifas a usuarios finales de Servicio Público de Electricidad, comprenden las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución.

Cc. arts. 142 y 143 Reglamento.

Artículo 64°.- El Valor Agregado de Distribución se basará en una empresa modelo eficiente y considerará los siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Cc. art. 67 Ley; arts. 142, 143 y 178 Reglamento.

Artículo 65°.- El costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la presente Ley.

Cc. art. 76, 79, Anexo 14 Ley; art. 144 Reglamento.

Artículo 66°.- El Valor Agregado de Distribución se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

Cc. Anexo 13 Ley; arts. 145, 146 y 147 Reglamento.

Artículo 67°.- Los componentes señalados en el artículo 64°, se calcularán para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, la que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios.

Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones, y de la gestión de un concesionario operando en el país.

Cc. *arts. 15 inc. h), 18 inc. a) y d), art. 64, Anexo 13 Ley. arts. 146 y 147 Reglamento.*

Artículo 68°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas, recibidos los estudios comunicará a los concesionarios sus observaciones si las hubiere; debiendo éstos absolverlas en un plazo máximo de 10 días.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, la Comisión de Tarifas Eléctricas establecerá los Valores Agregados de Distribución para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

Cc. *Anexo 7 Ley; art. 145 y 147 Reglamento.*

Artículo 69°.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y las Tarifas en Barra que correspondan, la Comisión de Tarifas Eléctricas estructurará un conjunto de Precios Básicos para cada concesión.

Artículo 70°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas calculará la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- a) Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los Precios Básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior;
- b) Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas; y,
- c) El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

Cc. *art. 76 Ley; arts. 148, 149 y 150 Reglamento.*

Artículo 71°.- Si las tasas antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la presente Ley, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Cc. *art. 79 Ley; art. 151 Reglamento.*

Artículo 72°.- Considerando los Valores Agregados de Distribución definitivos de cada concesionario, la Comisión de Tarifas Eléctricas fijará y publicará las tarifas definitivas de distribución correspondientes y sus fórmulas de reajuste mensual, las que entrarán en vigencia el 1° de noviembre.

Cc. arts. 151 y 152 Reglamento.

Artículo 73°.- Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

Cc. *arts. 153 y 154 Reglamento.*

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Artículo 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra las resoluciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas, dentro de los diez días calendario siguientes a la fecha de su publicación.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de diez días calendario, a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

Cc. *art. 155 Reglamento; art. 540 y ss. Código Procesal Civil.*

Artículo 75°.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, por causas atribuibles a la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los concesionarios de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigentes, previa publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Cc. *art. 73 ley; art. 156 y 157 Reglamento.*

Artículo 76°.- El Valor Nuevo de Reemplazo, para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- a) Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79° de la presente Ley;
- b) Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas; y,
- c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, los concesionarios presentarán la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

Cc. *art. 18 inc j) y 79 Ley; arts. 157, 158, 159 y 160 Reglamento.*

Artículo 77°.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas Eléctricas procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios.

En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas Eléctricas incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Cc. *art. 18 inc j) Ley; art. 159 Reglamento.*

Artículo 78°.- El Valor Nuevo de Reemplazo, ingresos y costos orientados exclusivamente para el cálculo de las tarifas no serán considerados por ningún motivo para efectos tributarios de las empresas.

Artículo 79°.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.

Esta tasa solo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.

En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

Cc. *Anexo 18 Ley. arts. 22 inc. c) y 160 Reglamento.*

Artículo 80°.- En Sistemas Aislados, los concesionarios de distribución que dispongan de generación y transmisión propia para atender parcial o totalmente su demanda, están obligados a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación, transmisión y distribución.

Artículo 81°.- Será obligación de la Comisión de Tarifas Eléctricas preparar periódicamente información que permita conocer al Sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas, los valores históricos y esperados.

En particular, serán de conocimiento público tanto los informes relativos al cálculo de las Tarifas en

Barra y de los Valores Agregados de Distribución, así como indicadores referentes a los precios que existan en el mercado no regulado.

Cc. *Anexo 8 Ley. art. 162 Reglamento.*

TITULO VI

PRESTACIÓN DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 82°.- Todo solicitante, ubicado dentro de una zona de concesión de distribución, tendrá derecho a que el respectivo concesionario le suministre energía eléctrica, previo cumplimiento de los requisitos y pagos que al efecto fije la presente Ley y el Reglamento, conforme a las condiciones técnicas que rijan en el área.

Los pagos efectuados constituyen derecho intransferible a favor del predio para el cual se solicitó.

Cc. *arts. 163, 164, 165, 171 al 173 Reglamento.*

Artículo 83°.- Para la dotación de nuevos suministros o ampliación de una potencia contratada, el concesionario podrá exigir una contribución, con carácter reembolsable, para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega y/o para la ampliación de la capacidad de distribución necesaria.

Estas contribuciones tendrán la siguiente modalidad, a elección del usuario:

- a) Aportes por kW, previamente fijado por el concesionario para los diferentes casos;
- b) Construcción de las obras de extensión por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario, fijándose el valor de estas instalaciones en la oportunidad de aprobar el proyecto; y,
- c) Financiamiento por el solicitante para ejecutar las obras requeridas, al valor determinado por el concesionario, obligándose éste a ejecutarlas en un plazo determinado.

Cc. *arts. 164, 166, 174 Reglamento.*

Artículo 84°.- El usuario tendrá derecho a que se le reconozca las contribuciones que realice mediante la entrega de acciones de la Empresa, bonos u otras modalidades que garanticen su recuperación real bajo condiciones que fije el Reglamento.

La elección de la forma de devolución corresponderá al usuario. La empresa concesionaria, por ningún motivo, podrá cobrar gastos y/o comisiones por concepto de esta devolución.

ANEXO E

RESOLUCIÓN COMISIÓN TARIFAS ELÉCTRICAS N° 08-98-P/CTE

**TARIFAS EN BARRA Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN PARA
SUMINISTROS**

Certificado de Estudios N° 000125 falso, que supuestamente fuera expedido por la Oficina de Registro Central de la Universidad Nacional Federico Villarreal, para su admisión al Centro Nacional de Estudios Criminológicos y Penitenciarios, el mismo que al ser revisadas se observó que las calificaciones registradas en el Récord Académico N° 1701060005, variaba notablemente puesto que el certificado antes señalado se paraba las notas desaprobatorias menores de 10 que tenía en los mismos cursos registrados en el verdadero Récord Académico aparentando haberlas subsanado, sin embargo según Oficio N° 676-97-SG-UNFV de fecha 17 de julio de 1997 el Secretario General de la Universidad Federico Villarreal, comunica que el formato y sellos del Certificado N° 000125 de fecha 3 de marzo de 1997, son falsos y no ha sido expedido por la Oficina de Registro Central y Centro de Cómputo tal como se desprende de la Hoja Informativa N° 073-97-INPE/AG de la Oficina General de Auditoría;

Que, de la revisión y evaluación del descargo presentado e informe oral del servidor IVAN ALDO MARQUEZ BRICENO, argumenta en su defensa que fue sorprendido por el ciudadano de nombre Augusto Peña, ex dirigente estudiantil de esa casa de estudios, quien le habría tramitado el certificado de estudios en cuestión por la premura de tiempo, debido a que el CENECP había establecido como última fecha para la entrega de documentos el día lunes 3 de marzo de 1997, no habiendo gestionado directamente dicho certificado ante el centro de cómputo de la Universidad Nacional Federico Villarreal, además que los datos que aparecen consignados en el Certificado N° 000125 que le fuera entregado, son reales, siendo los mismos que figuran en las Actas de la Oficina de Registro Académico de la Universidad Nacional Federico Villarreal, y que la diferencia existente entre los cursos de Matemática, Antropología, Sociología General, Sociología del Conocimiento, Teoría Sociológica, Sociología Latinoamericana, Promoción Social y Sociología de la Educación, han sido aprobados; sin embargo a través del Informe N° 0032-97-ORA-OCRACC-UNFV de fecha 7 de julio de 1997, emitido por la Oficina Central de Registros Académicos y Centro de Cómputo, se señala que el Certificado de Estudios N° 000125 no ha sido expedido por ese órgano, siendo el formato, firma y sellos falsos; evidenciándose la falsificación del mismo y quedando acreditado el accionar ilícito del procesado ante el Centro Nacional de Estudios Criminológicos y Penitenciarios, el cual no se enmarca dentro de la adecuada conducta de un trabajador al servicio del Estado, subsistiendo la falta disciplinaria tipificada en los Inc. a) y j) del Art. 28° del Decreto Legislativo N° 276;

Estando al Informe de la Comisión Permanente de Procesos Administrativos Disciplinarios y con las visaciones de la Oficina General de Asesoría Jurídica y de la Oficina de Recursos Humanos;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Legislativo N° 276; Decreto Supremo N° 005-90-PCM; Ley N° 26814 y la Resolución Ministerial N° 077-93-JUS modificada por Resolución Ministerial N° 006-98-JUS;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- IMPONER la sanción disciplinaria de DESTITUCION al servidor del Instituto Nacional Penitenciario, IVAN ALDO MARQUEZ BRICENO, por los motivos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- REMITIR copias autenticadas de todo lo actuado a la Procuraduría Pública a cargo de los Asuntos Judiciales del Ministerio de Justicia, para que proceda de acuerdo a sus atribuciones.

Artículo 3°.- Notifíquese la presente resolución a través del Diario Oficial El Peruano, para los efectos legales pertinentes.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JUAN NAKANDAKARI KANASHIRO
Presidente
Comisión Reorganizadora

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

Fijan Tarifas en Barra y Fórmulas de Actualización para suministros

RESOLUCION DE LA COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS N° 008-98 P/CTE

Lima, 13 de abril de 1998

LA COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

VISTOS:

Los informes del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte y del Comité de Operación Económica del Sistema Sur; el Informe SEG/CTE N° 008-98 elaborado por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión de Tarifas Eléctricas;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias; y,

Estando a lo acordado por su Consejo Directivo en su Sesión N° 011-98 de fecha 13 de abril de 1998;

RESUELVE:

Artículo Primero.- Fijase las siguientes Tarifas en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas, que se efectúan desde las subestaciones de generación - transporte que se señalan.

1 TARIFAS DE GENERACION

1.1 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las subestaciones de referencia están constituidas por las subestaciones base y las subestaciones de las centrales generadoras.

A) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las subestaciones denominadas base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican.

| Subestaciones Base | Tensión kV | PPM S/ kW-mes | PEMP ctm. S/ kW.h | PEMF ctm. S/ kW.h |
|---|------------|---------------|-------------------|-------------------|
| SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (S.I.C.N.) | | | | |
| Talara (1) | 220 | 14.73 | 10.60 | 5.14 |
| Pura Oeste | 220 | 15.29 | 10.76 | 5.21 |
| Chclayo Oeste | 220 | 15.32 | 10.80 | 5.23 |
| Guadalupe | 220 | 15.52 | 10.90 | 5.28 |
| Turajo Norte | 220 | 15.55 | 11.03 | 5.34 |
| Chumbote 1 | 220 | 15.50 | 10.87 | 5.27 |
| Paramonga | 220 | 15.30 | 10.92 | 5.29 |
| Zapatal | 220 | 17.22 | 11.70 | 5.67 |
| Veranilla | 220 | 17.57 | 11.88 | 5.76 |
| Lima (1) | 220 | 17.66 | 11.92 | 5.78 |
| Independencia | 220 | 16.93 | 11.50 | 5.57 |
| Ica | 220 | 17.04 | 11.60 | 5.62 |
| Marcona | 220 | 16.55 | 11.68 | 5.66 |
| Martillo | 220 | 16.13 | 10.96 | 5.31 |
| Huaylacani | 220 | 16.44 | 11.16 | 5.41 |
| Pachachaca | 220 | 17.01 | 11.50 | 5.58 |
| Huancavelica | 220 | 16.36 | 11.12 | 5.39 |
| Calananka | 220 | 17.16 | 11.62 | 5.63 |
| Huastaca | 138 | 14.56 | 10.26 | 4.97 |
| SISTEMA INTERCONECTADO SUR (S.I.S.) | | | | |
| Machupichu | 138 | 15.51 | 9.74 | 6.97 |
| Cuzco-mayo | 138 | 15.22 | 9.35 | 7.46 |
| Cuzco (2) | 138 | 16.33 | 9.43 | 7.51 |
| Compadana | 138 | 13.23 | 8.90 | 7.21 |
| Truzaya | 138 | 13.49 | 9.53 | 7.76 |
| Ayacucho | 138 | 20.24 | 9.49 | 7.73 |
| Azangaro | 138 | 20.50 | 9.45 | 7.69 |

| | | | | |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|
| Juliaca | 138 | 21.00 | 9.67 | 7.35 |
| Callali | 138 | 19.28 | 9.41 | 7.70 |
| Samuelino | 138 | 19.07 | 8.59 | 7.53 |
| Socabaya | 138 | 19.31 | 9.69 | 7.66 |
| Cerro Verde | 138 | 19.58 | 8.70 | 7.67 |
| Molendo | 138 | 16.77 | 8.19 | 7.22 |
| Toquepala | 138 | 18.56 | 8.40 | 7.68 |
| Ancota | 138 | 18.43 | 8.33 | 7.62 |
| Aricota | 66 | 18.43 | 8.31 | 7.61 |
| Tomasin | 66 | 18.75 | 8.53 | 7.55 |
| Tacna | 66 | 15.35 | 8.35 | 7.59 |
| SISTEMAS AISLADOS | | | | |
| Típico A (3) | MT | 19.33 | 15.05 | 5.05 |
| Típico B (4) | MT | 19.33 | 12.74 | 2.74 |
| Típico C (5) | MT | 26.26 | 13.07 | 3.07 |
| Típico D (E) | MT | 22.75 | 18.22 | 8.22 |
| Típico E (7) | MT | 26.86 | 13.24 | 3.24 |
| Típico F (8) | MT | 15.30 | 13.89 | 6.69 |
| Típico G (9) | MT | 26.66 | 17.13 | 17.13 |
| Típico H (10) | MT | 15.30 | 10.67 | 10.67 |

Notas:

- (*) Los valores de PPM, PEMP, PEMF, PCSPT y CPSEE, así como los procedimientos de expansión de precios en barra desde MAT a MT, serán aplicables a la S.E.B. Talara ya los sistemas eléctricos de menor nivel de tensión que se abastecen de él, a partir de la interconexión del sistema de distribución de Talara al SICN; mientras tanto, los precios en barra de MT corresponderán al del sistema aislado respectivo.
- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) S.E.B. Típico A: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoelectrica Diesel (combustible Diesel 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, y una demanda máxima anual menor que 12 MW.
- (4) S.E.B. Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos C, D, E, F, G y H siguientes.
- (5) S.E.B. Típico C: Sistema Aislado Pucallpa, perteneciente a la Empresa de Electricidad de Ucayali (Electro-Ucayali).
- (6) S.E.B. Típico D: Idéntico al Sistema Típico A, para las Empresas Electro-Oriente y Electro-Ucayali.
- (7) S.E.B. Típico E: Sistema Aislado Iquitos, perteneciente a la Empresa Electro-Oriente.
- (8) S.E.B. Típico F: Sistema Aislado con generación termoelectrica Diesel (combustible Diesel 2) del departamento de Madre de Dios perteneciente a la Empresa Electro Sur Este S.A.
- (9) S.E.B. Típico G: Sistema Aislado Tarapoto, perteneciente a la Empresa Electro Oriente.
- (10) S.E.B. Típico H: Sistema Aislado Talara.

Donde:

- PPM : Precio de la Potencia de Punta a nivel generación, expresado en S/./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Artículo 47", incisos f) y g) de la Ley.
- PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.
- PEMP : Precio de Energía a nivel generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEMF : Precio de Energía a nivel generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor de Pérdidas Marginales de Energía. Artículo 47", incisos d) y g) de la Ley.
- PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.

- PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PCSPT : Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S/./kW-mes.
- CPSEE : Cargo por Peaje Secundario de Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S/./kW.h.

Se define:

- PEBP = PEMP + CPSEE (1)
- PEBF = PEMF + CPSEE (2)
- PPB = PPM + PCSPT (3)

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

Los valores del Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) y los del Cargo por Peaje Secundario de Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) son los siguientes:

A.1) PEAJES DE TRANSMISION EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE

A.1.1) SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

PCSPT = 2.09 S/./kW-mes.

Después del inicio de la operación comercial de la tercera terna de la línea de transmisión a 220 kV Ventanilla-Chavarría, el valor del PCSPT se incrementará en el valor de 0,06 S/./kW-mes, actualizado según lo señalado en el Artículo Décimo Segundo de la presente Resolución.

A.1.2) SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISION

| Subestaciones Base | Tensión kV | CPSEE ctm. S/./kW.h |
|--------------------|------------|---------------------|
| Ica | 220 | 0.45 |
| Narcona | 220 | 1.44 |

Para las Subestaciones Base del Sistema Interconectado Centro Norte (S.I.C.N.) distintas a las señaladas en el cuadro que antecede, el CPSEE será igual a cero.

A.2) PEAJES DE TRANSMISION EN EL SISTEMA INTERCONECTADO SUR

A.2.1.) SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

PCSPT = 2,42 S/./kW-mes.

A.2.2.) SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISION

| Subestaciones Base | Tensión kV | CPSEE ctm. S/./kW.h |
|--------------------|------------|---------------------|
| Ayaviri | 138 | 0.49 |
| Azangaro | 138 | 0.81 |
| Juliaca | 138 | 1.64 |
| Tomasin | 66 | 0.97 |
| Tacna | 66 | 1.63 |

Para las Subestaciones Base del Sistema Interconectado Sur (S.I.S.) distintas a las señaladas en el cuadro que antecede, el CPSEE será igual a cero.

A.3) PEAJES DE TRANSMISION EN SISTEMAS AISLADOS

Los valores del PCSPT y CPSEE para los Sistemas Aislados, contemplados en el cuadro del literal A), son iguales a cero.

B) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

El Precio en Barra de la energía en una subestación de central generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la energía en la Subestación con Precio en

Barra definido entre el correspondiente factor de pérdida marginal de energía.

El Precio en Barra de la potencia de punta en la Subestación de central generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la potencia de punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el factor de pérdida marginal de potencia.

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le aplicará el mismo procedimiento.

Se define:

| | | | |
|-------|---|--------------|-----|
| PEBP1 | = | PEBP0 / FPME | (4) |
| PEBF1 | = | PEBF0 / FPME | (5) |
| PPB1 | = | PPB0 / FPMP | (6) |

Donde:

| | | |
|-------|---|--|
| PEBP0 | : | Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido. |
| PEBF0 | : | Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido. |
| PPB0 | : | Precio en Barra de la Potencia en Horas de Punta, definido. |
| PEBP1 | : | Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar. |
| PEBF1 | : | Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar. |
| PPB1 | : | Precio en Barra de la Potencia en Horas de Punta, por determinar. |

Los factores de pérdidas marginales (FPME y FPMP) se obtienen con las fórmulas indicadas en el numeral 2.

1.2 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1. se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Precios en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la energía (punta y fuera de punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Energía (FPME).

Se define:

| | | | |
|-------|---|--------------|-----|
| PEBP1 | = | PEBP0 * FPME | (7) |
| PEBF1 | = | PEBF0 * FPME | (8) |

Donde:

| | | |
|-------|---|--|
| PEBP0 | : | Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido. |
| PEBF0 | : | Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido. |
| PEBP1 | : | Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar. |
| PEBF1 | : | Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar. |

B) Precios en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo factor de pérdidas marginales de potencia (FPMP), agregando a este producto el Cargo por Peaje Secundario de Transmisión (CBPS).

Se define:

| | | | |
|------|---|--------------------|-----|
| PPB1 | = | PPB0 * FPMP + CBPS | (9) |
|------|---|--------------------|-----|

Donde:

| | | |
|------|---|---|
| PPB0 | : | Precio en Barra de la Potencia en Horas de Punta, definido. |
| PPB1 | : | Precio en Barra de la Potencia en Horas de Punta, por determinar. |

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las

Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

Los cargos por transmisión (CPSEE y CBPS) son aplicables en la formación de los precios en barra entre generador y distribuidor

C) Precios de Transmisión Secundaria

El Cargo Base por Peaje Secundario será el resultado de agregar al Cargo Base por Peaje Secundario por Transformación el producto del Cargo Base por Peaje Secundario por Transporte por la longitud de la línea y por la variable C.

Se define:

$$CBPS = CBPST + CBPSL * L * C \quad (10)$$

Donde:

| | | |
|-------|---|---|
| L | : | Longitud de la línea de transmisión, en km. |
| C | : | Variable dependiente de los MW*km totales retirados de cada línea, según se detalla más adelante. |
| CBPS | : | Cargo Base por Peaje Secundario, en S/ kW-mes. |
| CBPST | : | Cargo Base por Peaje Secundario por Transformación, en S/ kW-mes. En caso de no existir la transformación el valor de CBPST es igual a 0,0. |
| CBPSL | : | Cargo Base por Peaje Secundario por transporte, en S/ kW-mes-km. |

Los valores CBPST, CBPSL y C se indican a continuación:

C.1) Cargo Base por Peaje Secundario por Transformación (CBPST)

| Sistema | MAT a AT S/ kW-mes | AT a MT S/ kW-mes | MAT a MT S/ kW-mes |
|------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|
| S.I.C.N.: Lima Metrop. | 0.800 | 0.993 | 1.793 |
| S.I.C.N.: Otros | 1.046 | 1.730 | 2.776 |
| S.I.S. | 0.965 | 1.730 | 2.693 |

Donde:

| | |
|-----------|--|
| S.I.C.N.: | : Sistema Interconectado Centro Norte. |
| S.I.S.: | : Sistema Interconectado Sur. |

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Cargo por Peaje Secundario por Transformación será de: 0,629 S/ kW-mes.

Los CBPST son determinados desde el nivel de tensión donde se localiza el precio básico de referencia hasta el nivel de tensión del cliente. En el caso de cambios en el sentido del flujo, se calculará los valores intermedios de los precios de referencia hasta llegar al cliente.

El CBPST hasta el nivel de MT, incluye el peaje unitario por la celda de conexión de la línea de salida MT.

C.2) Cargo Base por Peaje Secundario por Transporte (CBPSL)

| Nivel de Tensión | S/ (kW-mes-km) |
|----------------------------|----------------|
| En 220 kV | 0.01235 |
| En 138 kV | 0.02612 |
| En AT : Lima Metropolitana | 0.02859 |
| En AT : Resto | 0.03369 |

C.3) Variable C:

El valor de la variable C para cada línea de transmisión depende de los MW*km totales retirados desde la línea de transmisión considerada, durante el periodo relevante para la facturación, de acuerdo al procedimiento establecido en las Condiciones de Aplicación.

El valor de C es como sigue:

| | |
|---------|---|
| C = 1.0 | Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es igual o inferior a LI. |
| C = 0,7 | Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es superior a LI e inferior a LS. |

$C = 0,3$ Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es igual o superior a LS.

Los valores de LI y LS son los siguientes:

| Nivel de Tensión | LI | LS |
|------------------|-------|-------|
| 220 kV | 15000 | 20000 |
| 110 a 138 kV | 6500 | 8000 |
| AT | 1000 | 1250 |

En aquellas subestaciones de generación - transporte que no sean bases, con niveles de tensión inferiores a 220 kV, pero ubicadas en zonas geográficas en las cuales existan líneas de tensiones superiores, los precios en barra estarán adicionalmente limitados a los valores máximos de costos de conexión directa calculados según el procedimiento señalado en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE.

C.4) Sistema Eléctrico Villacuri

Para el caso del Sistema Eléctrico Villacuri la facturación por la demanda máxima mensual fuera de punta o la facturación de los contratos de potencia en horas fuera de punta, por aquella parte en que la demanda máxima mensual en horas fuera de punta exceda a la potencia demandada o contratada en horas de punta, será incorporada en los precios en barra en media tensión adicionando un cargo CPSEE igual a 0.56 céntimos de S./kWh.

El valor del CPSEE será actualizado mediante el factor FACBPSL definido en el numeral 1.4 del Artículo Segundo de la presente Resolución.

2 FACTORES DE PERDIDAS MARGINALES POR TRANSMISION

2.1 FACTOR DE PERDIDAS MARGINALES DE ENERGIA (FPME)

Se define:

$$FPME = FPET * (1 + PEL/100 * L) \quad (11)$$

POR TRANSFORMACION:

| Relación de Transformación | FPET |
|----------------------------|--------|
| De MAT a AT | 1.0052 |
| De MAT a MT | 1.0142 |
| De AT a MT | 1.0089 |

POR TRANSPORTE:

| Nivel de Tensión | PEL %/km. |
|------------------|-----------|
| 220 kV | 0.0426 |
| 110 a 138 kV | 0.0500 |
| Menor a 100 kV | 0.0568 |

Donde:

- FPET : Factor de Pérdidas marginales de Energía por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPET es igual a 1,0.
- PEL : Pérdidas marginales de Energía por Transmisión, en %/km.
- L : Longitud de la línea de transmisión, en km.
- MAT : Muy Alta Tensión, mayor a 100 kV.
- AT : Alta Tensión, igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100 kV.
- MT : Media Tensión, mayor que 440 V y menor a 30 kV.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el factor de pérdidas marginales de energía será: 1,0025.

2.2 FACTOR DE PERDIDAS MARGINALES DE POTENCIA (FPMP)

Se define:

$$FPMP = FPPT * (1 - PPL/100 * L) \quad (12)$$

POR TRANSFORMACION:

| Relación de Transformación | FPPT |
|----------------------------|--------|
| De MAT a AT | 1.0088 |
| De MAT a MT | 1.0242 |
| De AT a MT | 1.0153 |

POR TRANSPORTE:

| Nivel de Tensión | PPL %/km. |
|------------------|-----------|
| 220 kV | 0.0510 |
| 110 a 138 kV | 0.0598 |
| Menor a 100 kV | 0.1158 |

Donde:

- FPPT : Factor de Pérdidas marginales de Potencia por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPPT es igual a 1,0.
- PPL : Pérdidas marginales de Potencia por Transmisión, en %/km.
- L : Longitud de la línea de transmisión, en km.
- MAT : Muy Alta Tensión, mayor a 100 kV.
- AT : Alta Tensión, igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100kV.
- MT : Media Tensión, mayor que 440 V y menor a 30 kV.

Nota: En caso de existir transformación de 220kV a 138 kV, el factor de pérdidas marginales de potencia será: 1,0040.

3 GRAVAMENES E IMPUESTOS

Las tarifas del presente pliego, o sus reajustes de acuerdo a las fórmulas de actualización del Artículo Segundo, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Artículo Segundo.- Fijase las Fórmulas de Actualización de las Tarifas en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:

1 FORMULAS DE ACTUALIZACION TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo Primero de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes fórmulas de actualización:

1.1 ACTUALIZACION DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACION (PPM)

- PPM1 = PPM0 * FAPPM (1)
- FAPPM = a * FTC * FTA + b * FPM (2)
- FTC = TC / TC₀ (3)
- FTA = (1,0 + TA) / (1,0 + TA₀) (4)
- FPM = IPM / IPM₀ (5)

| Sistema | a | b |
|---------|-------|-------|
| SICN | 0.728 | 0.272 |
| SIS | 0.785 | 0.215 |
| Aslaos | 0.213 | 0.787 |

Donde:

- PPM0 = Precio de Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S./kW-mes.
- PPM1 = Precio de Potencia de Punta, actualizado, en S./kW-mes.
- FAPPM = Factor de Actualización del Precio de Potencia de Punta
- FTC = Factor del Tipo de Cambio.
- FTA = Factor de la Tasa Arancelaria.
- FPM = Factor del Precio al Por Mayor.
- TC = Valor de referencia para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por el valor promedio para cobertura de importaciones (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de oferta y demanda - tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

- TC_o = Tasa de Cambio inicial igual a S/. 2,810 por US Dólar.
 TA = Tasa Arancelaria vigente para la importación del equipo electromecánico de generación - transmisión.
 TA_o = Tasa Arancelaria inicial igual a 12%

Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al último día del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean publicadas.

- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
 IPM_o = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 1529,602843.

1.2 ACTUALIZACION DEL PRECIO DE ENERGIA A NIVEL GENERACION EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP y PEMF)

- PEMP1 = PEMP0 * FAPEM (6)
 PEMF1 = PEMF0 * FAPEM (7)
 FAPEM = d * FTC * FTA + e * FD2 + f * FR6 + g * FRFO (8)
 FD2 = PD2 / PD2_o (9)
 FR6 = PR6 / PR6_o (10)
 FRFO = PRFO / PRFO_o * FTC (11)

| Sistema | d | e | f | g |
|------------------|--------|--------|--------|--------|
| S.I.C.N. | 0.2008 | 0.4182 | 0.1932 | 0.1878 |
| S.I.S. | 0.2584 | 0.3182 | 0.3822 | 0.0412 |
| Aislado A, D y F | 0.3300 | 0.6700 | 0.0000 | 0.0000 |
| Aislado B | 0.3200 | 0.0000 | 0.6800 | 0.0000 |
| Aislado C | 0.1379 | 0.0000 | 0.8621 | 0.0000 |
| Aislado E | 0.0359 | 0.0250 | 0.9391 | 0.0000 |
| Aislado G | 0.2972 | 0.0220 | 0.6808 | 0.0000 |
| Aislado H | 0.0000 | 0.0000 | 0.0000 | 1.0000 |

Donde:

- PEMP0 = Precio de la Energía a nivel generación para las Subestaciones Base en Horas de Punta publicada en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
 PEMF0 = Precio de la Energía a nivel generación para las Subestación Base en Horas Fuera de Punta publicada en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
 PEMP1 = Precio de la Energía a nivel generación para las Subestaciones Base en Horas de Punta actualizado, en céntimos de S./kW.h.
 PEMF1 = Precio de la Energía a nivel generación para las Subestaciones Base en Horas Fuera de Punta actualizado, en céntimos de S./kW.h.
 FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a nivel generación en las Subestaciones Base del Sistema.
 FD2 = Factor del precio del petróleo Diesel N° 2.
 FR6 = Factor del precio del petróleo Residual N° 6.
 FRFO = Factor del Residual Fuel Oil.
 PD2 = Precio Neto del Petróleo Diesel N° 2 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
 PD2_o = Precio inicial del Petróleo Diesel N° 2 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.
 PR6 = Precio Neto del Petróleo Residual N° 6 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
 PR6_o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.
 PRFO = Precio del Residual Fuel Oil al 0.7% de contenido de Azufre en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de Norteamérica, en US\$/Barril, obtenido como el promedio de los valores mensuales de los precios Spot históricos (no proyectados) de los últimos

12 meses publicados por la revista "Petroleum Market Analysis" de Bonner & Moore Associates Inc.

- PRFO_o = Precio inicial del Residual Fuel Oil al 0.7% de contenido de Azufre en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de Norteamérica, cuyo valor base es 16,10 US\$/Barril.

| Sistema Eléctrico | Punto de Venta de Referencia (1) | Precio Inicial (S./Gln.) | |
|-------------------|----------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | | Diesel N°2 PD2 _o | Residual N°6 PR6 _o |
| S.I.C.N. | Lima (2) | 1.58 | 0.95 |
| S.I.S. | Mollendo | 1.59 | 0.96 |
| Aislado A,B,D y F | Lima (2) | 1.58 | 0.95 |
| Aislado C | Pucallpa | - | 1.35 |
| Aislado E y G | Iquitos | 1.88 | 1.25 |

Notas:

- (1) Plantas de venta de combustibles de Petróleos del Perú S.A.
 (2) Planta de venta Callao de Petróleos del Perú S.A.

Los factores FTC y FTA son los definidos en el numeral 1.1

1.3 ACTUALIZACION DEL CARGO BASE POR PEAJE SECUNDARIO POR TRANSFORMACION (CBPST)

- CBPST1 = CBPST0 * FACBPST (12)
 FACBPST = h * FTC * FTA + i * FPM (13)

Donde:

- CBPST0 = Cargo Base por Peaje Secundario por Transformación, publicado en la presente Resolución, en S./kW-mes.
 CBPST1 = Cargo Base por Peaje Secundario por Transformación, actualizado, en S./kW-mes.
 FACBPST = Factor de Actualización del Cargo Base por Peaje Secundario por Transformación.
 h = 0,55
 i = 0,45

Factores FTC, FTA y FPM definidos en el numeral 1.1

1.4 ACTUALIZACION DEL CARGO BASE POR PEAJE SECUNDARIO POR TRANSPORTE (CBPSL) y CARGO POR PEAJE SECUNDARIO EQUIVALENTE EN ENERGIA (CPSEE)

- CBPSL1 = CBPSL0 * FACBPSL (14)
 CPSEE1 = CPSEE0 * FACBPSL (15)
 FACBPSL = j * FTC * FTA + k * FPM (16)

| Nivel de Tensión | j | k |
|------------------|-------|-------|
| 220 kV | 0.354 | 0.646 |
| 138 kV | 0.380 | 0.620 |
| A1 | 0.450 | 0.550 |

Donde:

- CBPSL0 = Cargo Base por Peaje Secundario por transporte, publicado en la presente Resolución, en S./kW-mes-km.
 CBPSL1 = Cargo Base por Peaje Secundario por transporte, actualizado, en S./kW-mes-km.
 CPSEE0 = Cargo por Peaje Secundario Equivalente en Energía, publicado en la presente Resolución, y expresada en céntimos de S./kW.h.
 CPSEE1 = Cargo por Peaje Secundario Equivalente en Energía, actualizado, y expresado en céntimos de S./kW.h.
 FACBPSL = Factor de Actualización del Cargo Base por Peaje Secundario por transporte.

Factores FTC, FTA y FPM están definidos en el numeral 1.1

1.5 ACTUALIZACION DEL PEAJE UNITARIO POR CONEXION AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (PCSPT)

El Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) será actualizado utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$\begin{aligned} \text{PCSPT1} &= \text{PCSPT0} * \text{FAPCSPT} & (17) \\ \text{FAPCSPT} &= 1 + \text{FTC} * \text{FTA} + \text{m} * \text{FPM} & (18) \\ l &= 0,805 \\ m &= 0,195 \end{aligned}$$

Donde:

- PCSPT0 = Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en \$/kW-mes.
- PCSPT1 = Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en \$/kW-mes.
- FAPCSPT = Factor de Actualización del Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Factores FTC, FTA y FPM están definidos en el numeral 1.1

2 APLICACION DE LAS FORMULAS DE ACTUALIZACION

Las fórmulas de actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT) en cualquiera de los Sistemas Eléctricos se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Los Precios de Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo Primero, luego de actualizar el Cargo por Peaje Secundario Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía a nivel de generación (PEMP y PEMF).

Los Precios de Potencia en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo Primero, luego de actualizar el Precio de Potencia de Punta a nivel generación (PPM) y el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT).

Los indicadores a emplear en las fórmulas de actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El PRFO será calculado por la Comisión de Tarifas Eléctricas con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Artículo Tercero.- Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados empleando las fórmulas tarifarias del Artículo Primero de la presente Resolución.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo Cuarto.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y a la Comisión de Tarifas Eléctricas, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo Quinto.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo Segundo de la presente Resolución es aplicable a partir del 1 de mayo de 1998.

Artículo Sexto.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a 1,099 céntimos de Nuevo Sol por kVARh.
2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo.

Los cargos por energía reactiva serán recalculados empleando el Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (FAPPM) del

S.I.C.N., en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra de potencia en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo Séptimo.- Los precios medios en la Barra equivalente de Media Tensión para el Sistema Interconectado Centro Norte y Sistema Sur, no podrán ser mayores en ningún caso al precio medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Sistema Aislado Típico A y 30% del Sistema Aislado Típico B).

Dicha comparación se efectuará en la Barra equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en horas de punta y 65% de energía en horas fuera de punta.

En caso que los precios medios en la Barra equivalente de Media Tensión sean mayores al precio medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Limite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$\text{FLT} = \text{PMSA} / \text{PMBEMT}$$

Donde:

- PMSA : Precio Medio en la Barra Base de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de \$/kW.h.
- PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de \$/kW.h.

Artículo Octavo.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas será el correspondiente al Precio de Energía en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Interconectado Centro Norte (S.I.C.N.), Barra Lima 220 kV.
- Para el Sistema Interconectado Sur (S.I.S), Barra Socabaya 138 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Típico B.

Artículo Noveno.- Fijase el valor del Costo de Racionamiento en 70,25 céntimos de \$/kW.h para todos los sistemas eléctricos.

Artículo Décimo.- Fijase los valores del Peaje de Conexión a los Sistemas Interconectados Centro Norte (SICN) y Sur (SIS), a que se refiere el Artículo 61° de la Ley de Concesiones Eléctricas, en:

| Sistema Interconectado | Actual (S/.) | Modificado (S/.) |
|------------------------|--------------|------------------|
| SICN | 55 368 240 | 56 798 430 |
| SIS | 12 888 683 | 12 888 683 |

En el caso del SICN el valor modificado será empleado al inicio de la operación comercial de la ampliación de la Central Térmica de Ventanilla y de la tercera terna de la línea de transmisión a 220 kV Ventanilla-Chavarría.

Los Peajes de Conexión serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.5 del Artículo Segundo de la presente Resolución) y según lo señalado en el Artículo Décimo Segundo de la presente Resolución.

Artículo Décimo Primero.- Las condiciones de aplicación de las Tarifas en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en todo lo que no se oponga a lo establecido en la presente Resolución.

Artículo Décimo Segundo.- Cuando se incorporen las nuevas centrales de generación y líneas de transmisión, mencionadas en el Artículo Primero de la presente Resolución, que originen cambios en los peajes de transmisión (principal o secundario), dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Los concesionarios de generación o transmisión, comunicarán a la Comisión de Tarifas Eléctricas la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones de transmisión o generación, mencionadas en el Artículo Primero de la presente Resolución, con un mínimo de 10 días calendario de anticipación, bajo responsabilidad.

Para la actualización de los valores base de los peajes de transmisión (PCSPT, CPSEE), los interesados podrán recabar de la Comisión de Tarifas Eléctricas la información mencionada en el párrafo anterior.

La variación de peaje que se señala en el acápite A.1.1) del numeral 1 del Artículo Primero de la presente Resolución, se actualizará con las respectivas fórmulas de actualización establecidas en el acápite 1.5 del numeral 1 del Artículo Segundo de la presente Resolución, antes de su entrada en vigencia.

La Comisión de Tarifas Eléctricas publicará resoluciones complementarias para considerar modificaciones en el Sistema de Transmisión, no contempladas al momento de emitir la presente Resolución.

Artículo Décimo Tercero.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1 de mayo de 1998.

Artículo Décimo Cuarto.- Derógase o déjase en suspenso las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

EDUARDO ZOLEZZI CHACON
Presidente

4028

SUNAT

Fijan plazo para presentación de anexo de acogimiento a opción a que se refiere la Ley N° 26777, declaración jurada y pago del Impuesto Extraordinario a los Activos Netos

RESOLUCION DE SUPERINTENDENCIA
N° 045-98/SUNAT

Lima, 14 de abril de 1998

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 19° del Decreto Supremo N° 036-98-EF, Texto Único Actualizado del reglamento del Impuesto Extraordinario a los Activos Netos, establece que los contribuyentes cuyos accionistas, socios, principal o casa matriz se encuentren obligados a tributar en el exterior por las rentas que generen, que ejerzan la opción a que se refiere el último párrafo del Artículo 7° de la Ley N° 26777, modificada por la Ley N° 26811 y prorrogada por la Ley N° 26907, deberán presentar un Anexo de acogimiento a dicha opción conjuntamente con la presentación de la declaración jurada del impuesto;

Que el Artículo 20° del citado Texto Único Actualizado señala que la SUNAT fijará el plazo para que los contribuyentes que ejerzan la opción presenten la declaración jurada y el pago de las cuotas correspondientes del citado impuesto;

Que en consecuencia es necesario fijar el plazo para la presentación del Anexo de acogimiento a la opción y de la declaración jurada - pago mencionadas en los considerandos anteriores;

De conformidad con la facultad otorgada en el Artículo 20° del Decreto Supremo N° 036-98-EF, el Artículo 11° del Decreto Legislativo N° 501 y el inciso p) del Artículo 6° del Texto Único Ordenado del Estatuto de la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria - SUNAT, aprobado por Resolución de Superintendencia N° 041-98/SUNAT;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Los contribuyentes del Impuesto Extraordinario a los Activos Netos que ejerzan la opción a que se refiere el último párrafo del Artículo 7° de la Ley N° 26777, modificada por la Ley N° 26811 y prorrogada por la Ley N° 26907, presentarán hasta el 30 de abril de 1998 el Anexo aprobado por Decreto Supremo N° 036-98-EF y el Formulario N° 140 - Declaración Jurada - pago de la primera cuota del citado impuesto.

Artículo 2°.- Los contribuyentes a que se refiere el artículo anterior efectuarán el pago de las cuotas restantes y presentarán el Formulario N° 1247 de acuerdo con el cronograma de vencimiento contenido en el Anexo 2 de la Resolución de Superintendencia N° 043-98/SUNAT.

Artículo 3°.- Sustitúyase el primer párrafo del inciso a) del numeral 1) del Artículo 2° de la Resolución de

Superintendencia N° 075-97/SUNAT, modificado por la Resolución de Superintendencia N° 043-98/SUNAT, por el siguiente texto:

"a) Los contribuyentes cuyos accionistas, socios, principal o casa matriz estén obligados a tributar en el exterior por las rentas generadas por dichos contribuyentes, siempre que hubieren ejercido la opción a que se refiere el último párrafo del Artículo 7° de la Ley N° 26777, modificado por el Artículo 2° de la Ley N° 26811 y prorrogada por la Ley N° 26907, de acuerdo a lo previsto en el Artículo 19° del Decreto Supremo N° 036-98-EF."

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JORGE FRANCISCO BACA CAMPODONICO
Superintendente

4000

SUNASS

Aprueban Reglamento de Prestación de Servicios de Agua Potable y Alcantarillado de SEDAPAR S.A.

RESOLUCION DE INTENDENCIA
N° 15-98-SUNASS-INF

Lima, 13 de abril de 1998

VISTO:

El Proyecto de Reglamento de Prestación de Servicios de Agua Potable y Alcantarillado del "Servicio de Agua Potable y Alcantarillado de Arequipa S.A." - SEDAPAR S.A., así como la opinión de la Comisión Revisora designada para tal efecto por la Alta Dirección de la Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento;

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución de Superintendencia N° 019-96/PRES-VMI-SUNASS, se aprobó la Directiva para la Formulación del Reglamento de Prestación de Servicios de Agua Potable y Alcantarillado de Entidades Prestadoras de Servicios de Saneamiento - EPS;

Que, en dicho reglamento se deberá plasmar la normatividad que regula las relaciones entre las respectivas EPS legalmente reconocidas por la Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento y los usuarios de los servicios de agua potable y alcantarillado;

Que el "Servicio de Agua Potable y Alcantarillado de Arequipa S.A." - SEDAPAR S.A., ha presentado oportunamente su Reglamento de Prestación de Servicios de Agua Potable y Alcantarillado, el mismo que ha sido revisado y obtenido opinión favorable por parte de la Comisión Revisora designada para tal efecto;

En uso de las facultades conferidas por el numeral 6.2.2 de la Resolución de Superintendencia N° 019-96/PRES-VMI-SUNASS;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el Reglamento de Prestación de Servicios de Agua Potable y Alcantarillado del "Servicio de Agua Potable y Alcantarillado de Arequipa S.A." - SEDAPAR S.A.

Artículo 2°.- Ordenar al "Servicio de Agua Potable y Alcantarillado de Arequipa S.A." - SEDAPAR S.A. la publicación del Reglamento de Prestación de Servicios de Agua Potable y Alcantarillado aprobado.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ARTURO OQUENDO PORTILLO
Intendente de Normas y Fiscalización (e)

3944

ANEXO F

RESOLUCIÓN COMISIÓN TARIFAS ENERGÍA N° 006-2001 P/CTE

**TARIFAS EN BARRA PARA SUMINISTROS SEGÚN ART. 43° LCE,
TARIFAS DE TRANSMISIÓN Y SUS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN**

Que, la Resolución N° 003-2001 P/CTE contra la que se dirige el Recurso de Reconsideración, tuvo como objetivo modificar los Peajes Unitarios por Conexión del Sistema Interconectado Nacional que aparecían en la Resolución N° 004-2000 P/CTE, modificada a su vez por la N° 015-2000 P/CTE y N° 020-2000 P/CTE, debido a la entrada en operación comercial de las Líneas de Transmisión 220 kv Moquegua-Tacna y Puno-Moquegua así como de las Subestaciones asociadas, lo que obligaba a la CTE a incorporar en la tarifa de electricidad los cargos para la remuneración de estas instalaciones de REDESUR, en cumplimiento del mandato a que se refiere el Artículo 25° del TUO:

Que, asimismo, la entrada en operación comercial de la nueva transformación Tacna 220/66 kv obligaba a la CTE a modificar el denominado Cargo del Peaje Secundario Equivalente en Energía (CPSEE) de Tacna, así como el ingreso en operación comercial de la subestación Puno obligaba a establecer las compensaciones a pagar por los generadores usuarios del sistema de transformación Puno 220/138 kv:

Que, sin embargo, REDESUR, al sustentar su recurso, trata de demostrar que el problema está en haberse determinado desde un primer momento que, dentro del monto de su oferta, se encontraban las instalaciones correspondientes al SST, lo que considera errado puesto que, afirma, dicho monto sólo incluía las instalaciones correspondientes al SPT. La posición adoptada por REDESUR llama la atención puesto que, con ocasión de expedirse la Resolución N° 001-2000 P/CTE, en donde se fijó el VNR inicial de las instalaciones que constituían el Reforzamiento de los Sistemas de Transmisión Eléctrica del Sur y en donde en el Artículo Único se señaló que dicho Sistema Eléctrico estaba integrado por la línea de transmisión Socabaya-Moquegua a 220 kv, línea de transmisión Moquegua - Tacna a 220 kv, línea de transmisión Moquegua-Puno a 220 kv, Ampliación Subestación Socabaya, Ampliación Subestación Moquegua, Subestación Puno y Subestación Tacna, todo ello con un valor total de US\$ 74'480,000.00, no presentó Recurso de Reconsideración alguno, con lo que administrativamente quedó confirmado y decidido tal VNR inicial. Es más, en el cuadro que aparece en tal Resolución, se estableció por separado la descripción, características, VNR y Sistema (Principal o Secundario) de cada una de dichas instalaciones, quedando claro que el VNR de US\$ 74'480,000.00 incluía las instalaciones que forman parte del SPT y aquellas otras del SST, agregando que tal especificación fluye, no solamente del propio Contrato BOOT sino de los formularios que, para información de la CTE, remitiera el propio REDESUR.

Que, como es evidente, toda la argumentación expuesta por REDESUR como fundamento de su impugnación a la Resolución N° 003-2001 P/CTE, en verdad lo es contra la Resolución N° 001-2000 P/CTE, que es la que en el fondo pretende se modifique; tal es así que finalizando su argumentación señala que no impugnaron anteriormente la Resolución N° 001-2000 P/CTE porque no generaba ninguna distorsión cuantitativa que dañase directamente a REDESUR. Sin embargo, agrega, la Resolución N° 003-2001 P/CTE les permite interponer la reconsideración para que se rectifique dentro del Sistema Tarifario los Costos del Peaje por Conexión, haciendo coincidir el Monto de Inversión Ofertado con el valor del VNR reconocido para las instalaciones calificadas como Sistema Principal de Transmisión, posición esta que no resulta argumento válido para superar su omisión al no impugnar la Resolución N° 001-2000 P/CTE lo que, sin embargo, no hubiera enervado el hecho de que el Monto de la Inversión de US\$ 74'480,000.00 incluye tanto las instalaciones del SPT como las de SST mencionadas en la Cláusula Tercera del correspondiente Contrato BOOT:

Que conforme a lo dispuesto en la cláusula 14 (ii) del Contrato BOOT, el VNR se fija de acuerdo al Monto de Inversión del Adjudicatario, el que por definición del propio Contrato resulta ser "el monto estipulado en Dólares por un Postor en su Carta de Presentación de Oferta Económica para la entrega en Concesión del Sistema de Transmisión...", sistema este que de acuerdo a la propia definición contractual "es todo el conjunto de Bienes a ser utilizados y explotados por la Empresa Concesionaria bajo los términos de este Contrato y las Leyes Aplicables para las Líneas de Transmisión", conjunto de bienes que están descritos en la Cláusula 3.1 del Contrato BOOT, encontrándose comprendidos en la relación tanto las instalaciones pertenecientes al SPT como las del SST. Lo anterior queda confirmado en la propia Cláusula 14 en la que precisa que corresponde el

pago del VNR igual al 100% de la Oferta Económica del Adjudicatario cuando se ponga en operación comercial todas las líneas de transmisión incluidas las Subestaciones de Puno y Los Héroes en Tacna que son precisamente instalaciones calificadas como SST; de lo que resulta claro que el Monto de la Oferta del Adjudicatario comprende las instalaciones del SPT y el SST:

Que, por las consideraciones antes mencionadas el Recurso de Reconsideración debe declararse infundado;

Por lo expuesto y de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 74° de la Ley de Concesiones Eléctricas; y,

Estando a lo acordado por su Consejo Directivo en la Sesión N° 010-2001 de fecha 11 de abril de 2001;

RESUELVE:

Artículo Único.- Declarar infundado el Recurso de Reconsideración presentado por REDESUR contra la Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 003-2001 P/CTE.

Regístrese y publíquese.

JORGE CÁRDENAS BUSTÍOS
Vicepresidente
Encargado de la Presidencia

21736

Fijan tarifas en barra para suministros a que se refiere el Art. 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas, tarifas de transmisión y sus fórmulas de actualización

RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN DE
TARIFAS DE ENERGÍA
N° 006-2001 P/CTE

Lima, 11 de abril del año 2001

LA COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

VISTOS:

El informe del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, el Informe SEG/CTE N° 019-2001 elaborado por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión de Tarifas de Energía y el Informe Legal AL/CTE 006-2001;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias; y,

Estando a lo acordado por su Consejo Directivo en su sesión 010-2001 de fecha 11 de abril del año 2001;

RESUELVE:

Artículo Primero.- Fijase las siguientes Tarifas en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas, que se efectúen desde las Subestaciones de Generación - Transporte que se señalan, así como las correspondientes tarifas de transmisión según se indica.

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales Generadoras.

A) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Subestaciones Base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican:

| Subestaciones Base | Tension KV | PPM S./kW-mes | PEMP ctm. S./kW.h | PEMF ctm. S./kW.h |
|--|------------|---------------|-------------------|-------------------|
| SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL | | | | |
| Talara | 220 | 18,41 | 13,96 | 9,54 |
| Pura Oeste | 220 | 18,58 | 14,24 | 9,68 |
| Chiclayo Oeste | 220 | 18,26 | 14,12 | 9,58 |
| Guadalupe | 220 | 18,29 | 14,15 | 9,59 |
| Guadalupe | 60 | 18,23 | 14,13 | 9,59 |
| Trujillo Norte | 220 | 18,30 | 14,12 | 9,54 |
| Chimbote I | 220 | 18,08 | 14,01 | 9,46 |
| Paramonga | 220 | 18,58 | 13,99 | 9,33 |
| Huacho | 220 | 18,68 | 14,24 | 9,59 |
| Zapallar | 220 | 18,69 | 14,01 | 9,26 |
| Ventanilla | 220 | 18,75 | 14,02 | 9,28 |
| Lima (1) | 220 | 18,79 | 14,02 | 9,28 |
| Independencia | 220 | 18,27 | 13,74 | 9,12 |
| Ica | 220 | 18,48 | 13,84 | 9,18 |
| Marcona | 220 | 19,15 | 14,02 | 9,28 |
| Mantaro | 220 | 16,93 | 13,26 | 8,83 |
| Huayucachi | 220 | 17,38 | 13,46 | 8,95 |
| Pachachaca | 220 | 17,73 | 13,62 | 9,05 |
| Huancavelica | 220 | 17,23 | 13,39 | 8,91 |
| Callahuancas | 220 | 18,11 | 13,78 | 9,15 |
| Cajamarquilla | 220 | 18,57 | 13,98 | 9,27 |
| Huallanca | 138 | 18,58 | 13,03 | 9,16 |
| Vizcarra | 220 | 19,03 | 13,96 | 9,28 |
| Tingo Maria | 220 | 18,45 | 13,69 | 9,12 |
| Tingo Maria | 138 | 18,50 | 13,78 | 9,20 |
| Huanuco | 138 | 18,25 | 13,82 | 9,14 |
| Paragsha II | 138 | 17,83 | 13,69 | 9,07 |
| Oroya Nueva | 220 | 17,75 | 13,62 | 9,07 |
| Oroya Nueva (2) | 50 | 17,77 | 13,60 | 9,09 |
| Carhuamayo | 138 | 15,98 | 13,43 | 8,97 |
| Caripa | 138 | 17,77 | 13,56 | 9,04 |
| Machupicchu | 138 | 17,89 | 11,03 | 7,67 |
| Cachimayo | 138 | 13,79 | 11,41 | 7,94 |
| Cusco (3) | 138 | 13,50 | 11,46 | 7,96 |
| Combapata | 138 | 14,58 | 11,95 | 8,27 |
| Intay | 138 | 15,50 | 12,51 | 8,62 |
| Ayaviri | 138 | 14,58 | 12,34 | 8,53 |
| Azangaro | 138 | 14,59 | 12,20 | 8,46 |
| Juliaca | 138 | 16,06 | 12,56 | 8,62 |
| Puno | 138 | 15,50 | 12,73 | 8,70 |
| Puno | 220 | 16,49 | 12,79 | 8,73 |
| Cailliti | 138 | 15,95 | 12,67 | 8,70 |
| Santuario | 138 | 16,29 | 12,80 | 8,75 |
| Socabaya | 138 | 15,51 | 12,91 | 8,80 |
| Socabaya | 220 | 16,52 | 12,94 | 8,80 |
| Cerro Verde | 138 | 16,56 | 12,93 | 8,81 |
| McLendo | 138 | 16,56 | 12,96 | 8,83 |
| Mortalvo | 220 | 15,56 | 12,92 | 8,80 |
| Mortalvo | 138 | 15,75 | 13,08 | 8,91 |
| Toquepala | 138 | 16,93 | 13,02 | 8,88 |
| Aricota | 138 | 16,73 | 12,99 | 8,87 |
| Aricota | 66 | 16,75 | 12,98 | 8,87 |
| Tacna | 220 | 16,75 | 12,88 | 8,77 |
| Tacna | 66 | 16,31 | 12,83 | 8,75 |

SISTEMAS AISLADOS

| | | | | |
|---------------|----|-------|-------|-------|
| Típico A (4) | MT | 22,50 | 28,01 | 28,01 |
| Típico B (5) | MT | 22,93 | 20,74 | 20,74 |
| Típico C (6) | MT | 24,59 | 24,96 | 24,96 |
| Típico E (7) | MT | 23,39 | 25,43 | 25,43 |
| Típico F (8) | MT | 22,55 | 35,12 | 35,12 |
| Típico G (9) | MT | 23,38 | 22,13 | 22,13 |
| Típico H (10) | MT | 22,92 | 18,82 | 18,82 |

Notas:

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico Pasivo perteneciente a la Empresa de Distribución

- Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.
- (3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
 - (4) S.E.B. Típico A: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos C, E, F, G y H siguientes.
 - (5) S.E.B. Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos C, E, F, G y H siguientes.
 - (6) S.E.B. Típico C: Sistema Aislado Pucallpa, perteneciente a la Empresa de Electricidad de Ucayali (Electro - Ucayali).
 - (7) S.E.B. Típico E: Sistema Aislado Iquitos, perteneciente a la Empresa Electro - Oriente.
 - (8) S.E.B. Típico F: Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) del departamento de Madre de Dios perteneciente a la Empresa Electro Sur Este S.A.
 - (9) S.E.B. Típico G: Sistema Aislado de generación Moyobamba - Tarapoto - Bellavista, perteneciente a la Empresa Electro - Oriente.
 - (10) S.E.B. Típico H: Sistema Aislado Bagua - Jaén.

Donde:

- PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Artículo 47°, incisos f) y g) de la Ley.
- PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S./kW-mes.
- PEMIP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S./kW.h.
- PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S./kW.h. PEMIP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor de Pérdidas Marginales de Energía. Artículo 47°, incisos d) y g) de la Ley.
- PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S./kW.h.
- PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S./kW.h.
- PCSPT : Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S./kW-mes.
- CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S./kW.h.

Se define:

- $$PEBP = PEMIP + CPSEE \quad (1)$$
- $$PEBF = PEMF + CPSEE \quad (2)$$
- $$PPB = PPM + PCSPT \quad (3)$$

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

Los valores del Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) y los del Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) son los siguientes:

A.1) PEAJES POR TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SINAC)

A.1.1) SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (SPT)

| Sistema de Transmisión | PCSPT S./kW-mes |
|------------------------|-----------------|
| SPT de Etecen | 1,38 |
| SPT de Etesur | 0,30 |
| SPT de Redesur | 1,17 |
| SPT de Transmantaro | 3,04 |

| Sistema de Transmisión | PCSPT \$/kW-mes |
|---|--------------------|
| L.T. Combapata - Quencoro 138 kV | 0,03 |
| L.T. Piura - Talara 220 kV | 0,18 |
| L.T. Vizcarra - Paramonga 220 kV Transformación 220/138 kV en S.E. Tingo María | 0,34 |
| Total SINAC | 6,44 |

A.1.2) SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN

Se define:

$$CPSEE = CPSEE01 + CPSEE02 \quad (4a)$$

El cargo CPSEE01 de las Subestaciones Base del Sistema Interconectado Nacional corresponde a las Instalaciones Secundarias señaladas en el cuadro siguiente:

| Subestaciones Base | Tensión KV | CPSEE01 ctm. \$/kW.h | Instalaciones Secundarias | Cargos ctm. \$/kW.h |
|--------------------|------------|-------------------------|--|------------------------|
| Ica | 220 | 0,31 | L.T. Independencia-Ica | 0,31 |
| Marcona | 220 | 1,16 | L.T. Independencia-Ica L.T. Ica-Marcona | 0,31 0,85 |
| Paragsha II | 138 | 0,26 | L.T. Pachachaca-Oroya Nueva | 0,10 |
| Oroya Nueva | 220 | | L.T. Paragsha II Huanuco | 0,13 |
| Oroya Nueva | 50 | | S.E. Oroya Nueva - Transf. 220/50/13,8 kV; 100 MVA | 0,03 |
| Carhuamayó | 138 | | S.E. Tacna - Transf. 220-60/10 kV, 50 MVA | 0,63 |
| Tacna | 66 | 0,63 | | |

Para las Subestaciones Base del Sistema Interconectado Nacional distintas a las señaladas en el cuadro que antecede, el CPSEE01 será igual a cero.

Para todas las Subestaciones Base del Sistema Interconectado Nacional, el cargo CPSEE02 será igual a 0,10 ctm. \$/kW.h y corresponde a las Instalaciones Secundarias señaladas en el cuadro siguiente:

| Código Instalación | De Subestación | A Subestación | CPSEE02 ctm. \$/kW.h |
|--------------------|----------------|---------------|-------------------------|
| L-238 | Chidayo | Piura | 0,07 |
| L-232 L-233 | Chimbote | Trujillo | |
| L-242 L-243 | Zacajilá | Ventanilla | |
| L-244 L-245 L-246 | Ventanilla | Cavaria | |
| L-2010 L-2011 | Santa Rosa | San Juan | |
| L-1008 | Tinlaya | Santuario | 0,03 |
| L-1011 L-1012 | Santuario | Socabaya | |
| L-1015 | Monteivo | Loquepala | |
| L-1013 | Socabaya | Cerro Verde | |

A.2) PEAJES DE TRANSMISIÓN EN SISTEMAS AISLADOS

Los valores del PCSPT y CPSEE para los Sistemas Aislados, contemplados en el cuadro del literal A), son iguales a cero.

B) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

El Precio en Barra de la Energía en una Subestación de Central Generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la Energía de la Subestación con Precio en Barra definido entre el correspondiente Factor de Pérdida Marginal de Energía.

El Precio en Barra de la Potencia de Punta en una Subestación de Central Generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la Potencia de Punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el Factor de Pérdida Marginal de Potencia.

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le aplicará el mismo procedimiento.

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 / FPME \quad (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 / FPME \quad (5)$$

$$PPB1 = PPB0 / FPMP \quad (6)$$

Donde:

PEBPO : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBFO : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPBO : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PEBPI : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

Los Factores de Pérdidas Marginales (FPME y FPMP) se obtienen con las fórmulas indicadas en el numeral 2.

1.2 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Tarifas en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Energía (FPME), agregando a este producto el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE).

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 * FPME + CBPSE \quad (7)$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FPME + CBPSE \quad (8)$$

Donde:

PEBPO : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBFO : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBPI : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

Los cargos por transmisión (CPSEE y CBPSE) son aplicables en la formación de los Precios en Barra entre generador y distribuidor.

B) Tarifas en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP).

Se define:

$$PPB1 = PPB0 * FPMP \quad (9)$$

Donde:

PPBO : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P.C.TE y sus modificaciones.

C) Tarifas de Transmisión Secundaria para todas las barras excepto la S.E.B. Lima

El Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía CBPSE será el resultado de agregar al Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación CBPST el producto del Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte CBPSL por la longitud de la línea y por la variable C.

Se define:

$$CBPSE = CBPST + CBPSL \cdot L \cdot C \quad (10)$$

Donde:

L : Longitud de la línea de transmisión, en km.
C : Variable dependiente de los MW*km totales retirados de cada línea, según se detalla más adelante.

CBPSE : Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, expresado en céntimos de S/./kW.h.

CBPST : Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación, expresado en céntimos de S/./kW.h. En caso de no existir la transformación el valor de CBPST es igual a 0,0.

CBPSL : Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte, expresado en céntimos de S/./kW.h.km.

Los valores CBPST, CBPSL y C se indican a continuación:

C.1) Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación (CBPST)

| Sistema | MAT a AT ctm. S/./kW.h | AT a MT ctm. S/./kW.h | MAT a MT ctm. S/./kW.h |
|---|------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| SiñAC: Todos excepto Lima Metropolitana | 0,3631 | 0,6509 | 1,0141 |

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación será de: 0,2924 céntimos de S/./kW.h.

Los CBPST son determinados desde el nivel de tensión donde se localiza el precio básico de referencia hasta el nivel de tensión del cliente. En el caso de cambios en el sentido del flujo, se calculará los valores intermedios de los precios de referencia hasta llegar al cliente.

El CBPST hasta el nivel de MT, incluye el peaje unitario por la celda de conexión de la línea de salida MT.

C.2) Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte (CBPSL)

| Nivel de Tensión | ctm. S/./(kW.h.km) |
|------------------|--------------------|
| 220 kV | 0,0041 |
| 138 kV | 0,0107 |
| AT | 0,0163 |

C.3) Variable C:

El valor de la variable C para cada línea de transmisión depende de los MW*km totales retirados desde la línea de transmisión considerada, durante el período relevante para la facturación, de acuerdo al procedimiento establecido en las Condiciones de Aplicación.

El valor de C es como sigue:

- C = 1.0 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es igual o inferior a LI
- C = 0.7 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es superior a LI e inferior a LS
- C = 0.3 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es igual o superior a LS.

Los valores de LI y LS son los siguientes:

| Nivel de Tensión | LI | LS |
|------------------|-------|-------|
| 220 kV | 15000 | 20000 |
| 110 a 138 kV | 6500 | 8000 |
| AT | 1000 | 1250 |

En aquellas Subestaciones de Generación - Transporte que no sean Subestaciones Base, con niveles de tensión inferiores a 220 kV, pero ubicadas en zonas geográficas en las cuales existan líneas de tensiones superiores, los Precios en Barra estarán adicionalmente limitados a los valores máximos de costos de conexión directa calculados según el procedimiento señalado en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE.

D) Precios de Transmisión Secundaria para la S.E.B. Lima (Luz del Sur y Edelnor)

El Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía CBPSE que considera los cargos de la transmisión y transformación hasta el nivel correspondiente será igual a los valores que se indican a continuación:

| Puntos de Venta de Energía | CBPSE (ctm. S/./kW.h) | |
|----------------------------|-----------------------|---------|
| | Luz del Sur | Edelnor |
| a) En AT (acumulado) | 0,1759 | 0,1942 |
| b) En MT (acumulado) | 1,0191 | 0,8685 |

Los cargos antes indicados contienen los cargos por transformación y transporte correspondientes a la transmisión secundaria.

Para el cálculo de los precios en la Barra Equivalente de Media Tensión (MT) se aplicará el cargo CBPSE en MT antes indicado en b).

Para determinar la Tarifa en Barra que aplicarán los generadores por las ventas de energía en las barras de Alta Tensión o Media Tensión a las empresas Luz del Sur y/o Edelnor, se considerará que el valor del CBPSE es igual a cero.

2 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES POR TRANSMISIÓN

2.1 FACTOR DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA (FPME)

Se define:

2.1.1 Para todas las barras, excepto la S.E.B Lima (Luz del Sur y Edelnor)

$$FPME = FPET \cdot (1 + PEL/100 \cdot L) \quad (11)$$

POR TRANSFORMACIÓN:

| Relación de Transformación | FPET |
|----------------------------|--------|
| De MAT a AT | 1,0052 |
| De MAT a MT | 1,0141 |
| De AT a MT | 1,0088 |

POR TRANSPORTE:

| Nivel de Tensión | PEL %/km |
|------------------|----------|
| 220 kV | 0,0426 |
| 110 a 138 kV | 0,0481 |
| Menor a 100 kV | 0,0920 |

Donde:

- FPET : Factor de Pérdidas Marginales de Energía por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPET es igual a 1,0.
- PEL : Pérdidas Marginales de Energía por Transmisión, en %/km.
- L : Longitud de la línea de transmisión, en km.
- MAT : Muy Alta Tensión, mayor a 100 kV.
- AT : Alta Tensión, igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100 kV.
- MT : Media Tensión, mayor que 1 kV y menor a 30 kV.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Factor de Pérdidas Marginales de Energía será: 1,0025

2.1.2 Para la S.E.B. Lima (Luz del Sur y Edelnor)

El Factor de Pérdidas Marginales de Energía FPME será el siguiente:

| Puntos de Venta de Energía | FPME | |
|----------------------------|-------------|---------|
| | Luz del Sur | Edelnor |
| a) En AT (acumulado) | 1,0052 | 1,0052 |
| b) En MT (acumulado)* | 1,0233 | 1,0220 |

(*) Para el cálculo de los precios en la Barra Equivalente de Media Tensión (MT) se aplicará el cargo CBPSE en MT

2.2 FACTOR DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA (FPMP)

Se define:

2.2.1 Para todas las barras, excepto la S.E.B. Lima (Luz del Sur y Edelnor)

$$FPMP = FPPT * (1 + PPL/100 * L) \quad (12)$$

POR TRANSFORMACIÓN:

| Relación de Transformación | FPPT |
|----------------------------|--------|
| De MAT a AT | 1,0063 |
| De MAT a MT | 1,0175 |
| De AT a MT | 1,0111 |

POR TRANSPORTE:

| Nivel de Tensión | PPL %/km |
|------------------|----------|
| 220 kV | 0,0529 |
| 110 y 138 kV | 0,0556 |
| Menor a 100 kV | 0,1145 |

Donde:

- FPPT : Factor de Pérdidas Marginales de Potencia por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPPT es igual a 1,0
- PPL : Pérdidas Marginales de Potencia por Transmisión, en %/km.
- L : Longitud de la línea de transmisión, en km.
- MAT : Muy Alta Tensión, mayor a 100 kV.
- AT : Alta Tensión, igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100 kV.
- MT : Media Tensión, mayor que 1 kV y menor a 30 kV.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Factor de Pérdidas Marginales de Potencia será 1,0040.

2.2.2 Para la S.E.B. Lima (Luz del Sur y Edelnor)

El Factor de Pérdidas Marginales de Potencia FPMP será el siguiente:

| Puntos de Venta de Energía | FPMP | |
|----------------------------|-------------|---------|
| | Luz del Sur | Edelnor |
| a) En AT (acumulado) | 1,0088 | 1,0068 |
| b) En MT (acumulado) | 1,0352 | 1,0336 |

(**) Para el cálculo de los precios en la Barra Equivalente de Media Tensión (MT) se aplicará el cargo CBPSE en MT.

3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas del presente pliego, o sus reajustes de acuerdo a las Fórmulas de Actualización del Artículo Segundo, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Artículo Segundo.- Fijase las Fórmulas de Actualización de las Tarifas en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo Primero de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo Primero de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización:

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

- PPM1 = PPM0 * FAPPM (1)
- FAPPM = a * FTC * FTA + b * FPM (2)
- FTC = TC / TC0 (3)
- FTA = (1.0 + TA) / (1.0 + TA0) (4)
- FPM = IPM / IPM0 (5)

| Sistema | a | b |
|---------|-------|-------|
| SINAC | 0,757 | 0,243 |

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados se utilizará el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Donde:

- PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en \$/kW-mes.
- PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en \$/kW-mes.
- FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta.
- FTC = Factor del Tipo de Cambio.
- FTA = Factor de la Tasa Arancelaria.
- FPM = Factor del Precio al Por Mayor.
- TC = Valor de referencia para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por el valor promedio para cobertura de importaciones (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de oferta y demanda - tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TC0 = Tasa de Cambio inicial igual a \$/ 3.525 por US Dólar.
- TA = Tasa Arancelaria vigente para la importación del equipo electromecánico de generación - transmisión
- TA0 = Tasa Arancelaria inicial igual a 12%

Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al último día del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean publicadas

- IPM1 = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes publicado en el Diario Oficial El Peruano
- IPM0 = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 155,903213.

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP Y PEMF)

- PEMP1 = PEMP0 * FAPEM (6)
- PEMF1 = PEMF0 * FAPEM (7)
- FAPEM = d * FTC * FTA + e * FD2 + f * FR5 + g * FPGN + s * FPM + cb * FCB (8)
- FD2 = PD2 / PD20 (9)
- FR5 = PR5 / PR50 (10)
- FPGN = PGN - PGN0 (11)
- FCB = (0,3531 + 0,5469 * FOBCB - FOBCB0) * FTC (12)

| Sistema | d | e | f | g | s | cb |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| SINAC | 0,0937 | 0,0318 | 0,2800 | 0,4552 | 0,0000 | 0,0993 |
| Aislado A | 0,0930 | 0,5620 | 0,0000 | 0,0000 | 0,2450 | 0,0000 |
| Aislado B | 0,2410 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,7590 | 0,0000 |
| Aislado C | 0,2360 | 0,0000 | 0,5270 | 0,0000 | 0,2370 | 0,0000 |
| Aislado E | 0,2430 | 0,0000 | 0,5240 | 0,0000 | 0,2330 | 0,0000 |
| Aislado F | 0,0800 | 0,7210 | 0,0000 | 0,0000 | 0,1990 | 0,0000 |
| Aislado G | 0,2990 | 0,0000 | 0,2570 | 0,0000 | 0,4440 | 0,0000 |
| Aislado H | 0,2670 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,7330 | 0,0000 |

Donde:

- PEMP0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de \$/kW h.
- PEMF0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de \$/kW h.

- PEMPI = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- PEMFI = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema.
- FD2 = Factor del precio del petróleo Diesel N° 2.
- FR6 = Factor del precio del petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor del precio del Gas Natural.
- FCB = Factor del Carbón Bituminoso
- PD2 = Precio Neto del Petróleo Diesel N° 2 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PD2o = Precio inicial del Petróleo Diesel N° 2 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.
- PR6 = Precio Neto del petróleo Residual N° 6 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.

| Sistema Eléctrico | Punto de Venta de Referencia (1) | Precio Inicial (S./Gln.) | |
|-------------------|----------------------------------|--------------------------|--------------------|
| | | Diesel N° 2 PD2o | Residual N° 6 PR6o |
| SINAC | Lima (2) | 3,40 | 2,30 |
| Aislado A y F | Lima (2) | 3,40 | 2,30 |
| Aislado C | Pucallpa | 4,13 | 2,92 |
| Aislado E y G | Iquitos | 4,08 | 2,77 |

Notas:

- (1) Plantas de venta de combustibles de Petróleos del Perú S.A
- (2) Planta de venta Callao de Petróleos del Perú S.A.

- PGN = Precio Máximo de referencia del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC, el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en la Resolución Directorial N° 007.2001-EM/DGE del 09.04.01.
- PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,373 S./MMBtu
- FOBCB = Precio Referencial FOB promedio anual del Carbón Bituminoso determinado como la media aritmética de las cinco fuentes de suministro (marcadores) que se indican a continuación; tomados de la publicación semanal "Coal Week Internacional" publicada por "The McGraw-Hill Companies", tabla "Current Team Coal Price", columna "Current Price Range", para las semanas correspondientes a los doce últimos meses, contados a partir del último mes con información disponible completa (el precio del mes es el promedio de las medias de los rangos publicados para las semanas que correspondan). Los cinco marcadores son:

| Marcador | País | Puerto | PCS kcal/kg |
|----------|-----------|-------------|-------------|
| 1 | AUSTRALIA | Newcastle | 6 500 |
| 2 | CHINA | Qinhuangdao | 6 200 |
| 3 | CHINA | Qinhuangdao | 6 000 |
| 4 | INDONESIA | Kalimantan | 6 000 |
| 5 | INDONESIA | Kalimantan | 6 300 |

FOBCBo = Valor del FOBCB utilizado en los cálculos tarifarios. El Valor inicial es igual a 24,01 US\$/Ton, calculado con información del "Coal Week International" del periodo marzo 2000 - febrero 2001.

Los factores FTC, FTA y FPM son los definidos en el numeral 1.1

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSFORMACIÓN (CBPST)

$$CBPST1 = CBPST0 * FACBPST \quad (12)$$

$$FACBPST = h * FTC * FTA + i * FPM \quad (13)$$

Donde:

- CBPST0 = Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación, publicado en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- CBPST1 = Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- FACBPST = Factor de Actualización del Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación.

$$h = 0,55$$

$$i = 0,45$$

Los factores FTC, FTA y FPM son los definidos en el numeral 1.1

1.4 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSPORTE (CBPSL) Y CARGO DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA (CPSEE)

$$CBPSL1 = CBPSL0 * FACBPSL \quad (14)$$

$$CPSEE1 = CPSEE0 * FACBPSL \quad (15)$$

$$FACBPSL = j * FTC * FTA + k * FPM \quad (16)$$

| Nivel de Tensión | j | k |
|------------------|-------|-------|
| 220 kV | 0,354 | 0,545 |
| 138 kV | 0,380 | 0,520 |
| AT | 0,450 | 0,550 |

Donde:

- CBPSL0 = Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte, publicado en la presente Resolución, en céntimos de S./kV.h.km.
- CBPSL1 = Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte, actualizado, en céntimos de S./kV.h.km.
- CPSEE0 = Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, publicado en la presente Resolución, y expresado en céntimos de S./kW.h.
- CPSEE1 = Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, actualizado, y expresado en céntimos de S./kW.h.
- FACBPSL = Factor de Actualización del Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte.

Los factores FTC, FTA y FPM son los definidos en el numeral 1.1

Para el caso de la S.E. Tacna 220/66 kV de Redesur, se considerará j = 1.000, k = 0.000 y FTA = 1.000.

1.5 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE UNITARIO POR CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (PCSPT)

El Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) será actualizado utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad (17)$$

$$FAPCSPT = l * FTC * FTA + m * FPM \quad (18)$$

$$l = 0,52$$

$$m = 0,48$$

Donde:

- PCSPT0 = Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S./kW-mes.
- PCSPT1 = Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S./kW-mes.
- FAPCSPT = Factor de Actualización del Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

Los factores FTC, FTA y FPM son los definidos en el numeral 1.1

Para el caso del Sistema Principal de Transmisión perteneciente a TransMantaro y Redesur, se considerará $l = 1.000$, $m = 0.000$, y $FTA = 1.000$

1.6 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EN ENERGÍA (CBPSE) PARA LA S.E.B. LIMA

$$CBPSEI = CBPSE0 * FACBPSE \quad (19)$$

$$FACBPSE = n * FTC * FTA + p * FPM \quad (20)$$

$$n = 0.57$$

$$p = 0.43$$

Donde:

CBPSE0 = Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, publicado en el literal D), numeral 1.2 del Artículo Primero de la presente Resolución, expresado en céntimos de S/./kWh.

CBPSEI = Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, actualizado, expresado en céntimos de S/./kWh.

FACBPSE = Factor de Actualización del Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía.

Los factores FTC, FTA y FPM son los definidos en el numeral 1.1

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSTL, FAPCSPT, FACBPSE) en cualquiera de los Sistemas Eléctricos se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Los Precios en Barra de la Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo Primero, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CP-SEE) y los Precios de la Energía a Nivel Generación (PEMP y PEMF)

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo Primero, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) y el Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT)

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPCN y el FOBCB serán determinados por la Comisión de Tarifas de Energía con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Artículo Tercero.- Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados empleando las fórmulas tarifarias del Artículo Primero de la presente Resolución.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo Cuarto.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y a la Comisión de Tarifas de Energía, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo Quinto.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo Segundo de la presente Resolución es aplicable a partir del 1 de mayo del presente año.

Artículo Sexto.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos.

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a

| Bloque | ctm. S/./kVARh |
|---------|----------------|
| Primer | 1.410 |
| Segundo | 2.678 |
| Tercero | 3.949 |

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por los factores FTC y FTA definidos en el numeral 1.1 del Artículo Segundo de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo Séptimo.- Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Sistema Aislado Típico A y 30% del Sistema Aislado Típico B).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$FLT = PMSA / PMBENT$$

Donde:

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S/./kWh.

PMBENT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S/./kWh.

Artículo Octavo.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Interconectado Nacional (SINAC), Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Típico B.

Artículo Noveno.- Fijase el valor del Costo de Racionamiento en 88,13 céntimos de S/./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo Décimo.- Fijase los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) de los Sistemas que se indican, en:

| Sistema de Transmisión | Peaje por Conexión (S/) | Ingreso Tarifario Esperado (S/) |
|---|-------------------------|---------------------------------|
| SPT de Enecon | 45 086 052 | 34 580 |
| SPT de Etesur | 98 797 749 | 24 982 |
| SPT de Redesur | 38 309 228 | 57 120 |
| SPT de Transmantaro | 99 431 845 | 11 286 |
| L. I. Comapata - Quencoro 138 kV | 954 329 | 21 |
| L. I. Pura - Taura 220 kV | 3 660 794 | 17 178 |
| L. I. Vizcarra - Paramonga 220 kV | | |
| Transformación 220/138 kV en S.E. Tinjo María | 11 159 868 | 8262 |

Los Peajes por Conexión serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.5 del Artículo Segundo de la presente Resolución) y según lo señalado en el Artículo Décimo Segundo de la presente Resolución.

Los Ingresos Tarifarios Esperados serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.5 del Artículo Segundo de la presente Resolución).

Artículo Décimo Primero.- Las Condiciones de Aplicación de las Tarifas en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

Artículo Décimo Segundo.- Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión de los sistemas principales de trans-

misión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Los concesionarios de generación o transmisión, comunicarán a la Comisión de Tarifas de Energía la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones de transmisión o generación con un mínimo de 15 días calendario de anticipación, bajo responsabilidad.

Para la actualización de los valores base de los peajes por transmisión (PCSPT, CPSEE), los interesados podrán recabar de la Comisión de Tarifas de Energía la información mencionada en el párrafo anterior.

La Comisión de Tarifas de Energía publicará Resoluciones complementarias para considerar modificaciones en el Sistema Principal de Transmisión, no contempladas al momento de emitir la presente Resolución.

Artículo Décimo Tercero.- Las tarifas a clientes finales que aplicarán las empresas Electro Norte, Electro Nor Oeste, Electro Norte Medio y Electro Centro considerarán los cargos de transmisión secundaria de líneas y subestaciones, Factores de Pérdidas Marginales y Fórmulas de Actualización correspondientes a los sistemas de dichas empresas, establecidos en la Resolución N° 008-98 P.C.TE. conforme a lo estipulado en sus respectivos contratos de compraventa de acciones de fecha 22 de diciembre de 1998. Para este fin, estas empresas determinarán el margen por transmisión secundaria correspondiente a su sistema, calculado conforme al procedimiento antes indicado, el cual se adicionará al Precio en Barra de la Potencia de Punta PPBI definido en la ecuación (9) del Artículo Primero de la presente Resolución.

Lo dispuesto en el numeral 1.2 del Artículo Primero de la presente Resolución será aplicable a dichas empresas para constituir los cargos por las ventas de generador a distribuidor.

Artículo Décimo Cuarto.- El cálculo del Precio en Barra Equivalente de Media Tensión para los sistemas eléctricos Lima Norte y Lima Sur de las empresas Edelnor y Luz del Sur, respectivamente, se efectuará conforme se señala en el literal D) del inciso 1.2 del numeral 1 y numeral 2 del Artículo Primero de la presente Resolución.

Artículo Décimo Quinto.- Toda la regulación de transmisión contenida en la presente Resolución, con excepción de la establecida en el Artículo Décimo Séptimo, es de aplicación a todos los usuarios (consumidores finales) pertenecan o no al Servicio Público de Electricidad.

Todos los ingresos originados por efecto de los factores de pérdidas y los peajes de transmisión y transformación que se determinen por aplicación de la presente Resolución serán transferidos como compensación por transmisión a los concesionarios de las correspondientes instalaciones. En caso existieran acuerdos contractuales de compensación por el uso de las instalaciones secundarias de transmisión, éstos prevalecerán hasta la terminación de dichos contratos.

Artículo Décimo Sexto.- La barra de referencia de generación a que se refiere el inciso a) del Artículo 3° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, será aquella subestación que se encuentre más cerca del punto de entrega al cliente, de la relación indicada de Subestaciones Base del cuadro contenido en el inciso A), numeral 1 del Artículo Primero de la presente Resolución.

Artículo Décimo Séptimo.- Las centrales de generación del Sistema Interconectado Nacional pagarán las Compensaciones que se indican en función de la energía producida, por las instalaciones secundarias siguientes:

| Código Instalación | De Subestación | A Subestación | Compensación ctm. \$/kWh |
|--------------------|----------------|---------------|--------------------------|
| L 238 | Cruceyay | Piura | 0,09 |
| L 232 L 233 | Chimbote | Trujillo | |
| L 242 L 243 | Zapallal | Ventanilla | |
| L 244 L 245 L 246 | Ventanilla | Chavarría | |
| L 2010 L 2011 | Santa Rosa | San Juan | 0,03 |
| L 1068 | Tintaya | Santuario | |
| L 1011 L 1012 | Santuario | Socacaya | |
| L 1015 | Montalvo | Tocapala | |
| L 1013 | Socacaya | Cerro Verde | 0,12 |
| | | Totol SINAC | |

Artículo Décimo Octavo.- Precísase que las tarifas de distribución a que se refiere el Artículo 14° de la Ley de Concesiones Eléctricas se encuentran reguladas mediante las Resoluciones N° 022-97 P.C.TE y N° 023-97 P.C.TE. Todos los ingresos originados por efecto de los factores de

pérdidas de distribución y los valores agregados de distribución serán transferidos como compensación por el uso del sistema de distribución a los concesionarios de las correspondientes instalaciones.

Artículo Décimo Noveno.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1 de mayo del año 2001.

Artículo Vigésimo.- Derógase o déjase en suspenso las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JORGE CÁRDENAS BUSTÍOS
Vicepresidente
Encargado de la Presidencia
Comisión de Tarifas de Energía

21737

INDECOPI

Disponen la aplicación de derechos compensatorios provisionales advalorem FOB sobre las importaciones de aceite vegetal, refinado, envasado, elaborado a partir de soya y girasol, originarias y/o procedentes de la República Argentina, comprendidos en las Subpartidas Arancelarias: 1507.90.00.00 y 1512.19.00.00

Comisión de Fiscalización de Dumping y Subsidios

RESOLUCIÓN N° 004-2001-CDS/INDECOPI

Lima, 10 de abril del 2001

LA COMISION DE FISCALIZACION DE DUMPING Y SUBSIDIOS DEL INDECOPI

Vistos, el Acuerdo sobre Subvenciones y Medidas Compensatorias¹, el Acuerdo sobre la Agricultura² de la Organización Mundial del Comercio³, el Decreto Supremo N° 043-97-EF modificado por el Decreto Supremo N° 144-2000-EF⁴, el Informe N° 014-2001/CDS del 10 de abril del 2001 de la Secretaría Técnica⁵ de la Comisión de Fiscalización de Dumping y Subsidios⁶, el Expediente N° 002-2000-CDS; y,

CONSIDERANDO:

Que, el 23 de octubre del 2000, la Sociedad Nacional de Industrias⁷, en representación de las empresas: Alicorp S.A. e Industrias Pacocha S.A., solicitó a la Comisión el inicio del procedimiento de investigación para la aplicación de derechos compensatorios sobre las importaciones de aceites vegetales originarios y/o procedentes de la República de Argentina⁸;

Que, de conformidad con lo establecido por el Artículo 13.1 del Acuerdo sobre Subvenciones, la Comisión acordó en su sesión del 28 de noviembre del 2000 invitar al Gobierno de Argentina para la realización de consultas relativas a la supuesta existencia de subvenciones en las importaciones de aceite vegetal, originarios y/o procedentes de ese país con el objeto de dilucidar la situación respecto de las cuestiones a que se refiere el párrafo 2 del

¹ En adelante el Acuerdo sobre Subvenciones.

² En adelante el Acuerdo sobre la Agricultura.

³ En adelante OMC.

⁴ En adelante el Reglamento.

⁵ En adelante la Secretaría Técnica

⁶ En adelante la Comisión

⁷ En adelante SNI

⁸ En adelante Argentina

ANEXO G

RESOLUCIÓN OSINERG N° 1089-2001-OS/CD

**PROCEDIMIENTO PARA APLICACIÓN DE LOS CARGOS POR
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN A CLIENTES LIBRES**

Aprueban el "Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres"

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 1089-2001-OS/CD

Lima, 4 de julio de 2001

VISTOS:

El informe GART/GT N° 039-2001 "Aplicación de los cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres - Discusión de comentarios recibidos a la Consulta Ciudadana" y el informe emitido por la Asesoría Legal AL-DC-076-2001;

CONSIDERANDO:

La necesidad de establecer una metodología para determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión y distribución por parte de los consumidores no pertenecientes al Servicio Público de Electricidad a fin de promover el desarrollo de la competencia;

Para ello, la entonces Comisión de Tarifas de Energía preparó el documento "Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres" que fuera sometido a Consulta Ciudadana por disposición de la Resolución N° 009-2001 P. CTE, publicándose para el efecto en la página Web de la Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG);

A consecuencia de la publicación se recibieron comentarios de diversas empresas concesionarias de Generación, Distribución y usuarios, y se efectuaron reuniones con empresas interesadas, cuyos aportes han sido tomados en cuenta;

Como resultado de las acciones llevadas a cabo se ha preparado el documento "Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres", el cual requiere ser aprobado para su difusión en el Diario Oficial El Peruano;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus modificatorias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias;

Estando a lo acordado por su Consejo Directivo en su Sesión N° 15-2001 de fecha 4 de julio del año 2001;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Apruébase el "Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres", concordante con las Resoluciones N° 006-2001 P/CTE, N° 023-97 P/CTE y modificatorias, el mismo que forma parte de la presente Resolución como Anexo A.

Artículo 2°.- Publíquese como Anexo B el documento original publicado para Consulta Ciudadana y como Anexo C el informe de discusión de comentarios recibidos como consecuencia de la Consulta Ciudadana.

Artículo 3°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página WEB de OSINERG.

AMADEO PRADO BENITEZ
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO A

Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres

Determinación de las Compensaciones

Lima, 28 de junio del año 2001

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO

2. ANTECEDENTES LEGALES

3. ASPECTOS METODOLÓGICOS

3.1 RESOLUCIONES TARIFARIAS

3.2 COMPENSACIÓN POR TRANSMISIÓN

3.2.1 Condiciones de Aplicación

3.2.2 Otros Cargos Tarifarios en Transmisión

3.3 COMPENSACIÓN POR DISTRIBUCIÓN

3.3.1 Caso A: Clientes conectados a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

Caso A.1: Alimentación desde un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

Caso A.2: Alimentación desde dos o más centros de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

3.3.2 Caso B: Clientes conectados al sistema de distribución eléctrica

Caso B.1: Alimentación desde red de MT

3.3.3 Condiciones de Aplicación

3.3.4 Cargos Tarifarios

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1 PRECIOS DE GENERACIÓN DE LOS CLIENTES LIBRES

4.2 EXPANSIÓN DE TARIFAS

4.3 CÁLCULO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN CADA BARRA

4.4 COMPENSACIONES POR TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

5. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

ANEXO

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento presenta la metodología general desarrollada para determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión y distribución por parte de los consumidores no pertenecientes al Servicio Público de Electricidad. El método se aplica a un ejemplo seleccionado para ilustrar los detalles del mismo.

La determinación de las compensaciones por el uso de las redes de transmisión se debe efectuar empleando en los cálculos los precios regulados de generación. Estas compensaciones son iguales a la diferencia de la facturación (utilizando precios regulados de energía y potencia) entre la barra de salida del sistema de transmisión y la barra de ingreso del mismo. Para ello es necesario determinar los consumos, así como los precios regulados de energía y potencia en las barras de ingreso y salida del sistema de transmisión.

La compensación por el uso de las redes de distribución se efectúa también empleando las tarifas reguladas y es el resultado de aplicar los mismos procedimientos establecidos para los usuarios regulados. La aplicación del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD) se relaciona con el uso del sistema de distribución eléctrica de acuerdo a los siguientes criterios:

- Si el cliente no hace uso de ningún componente del sistema de distribución eléctrica, el cliente quedará exceptuado del pago del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).

- Si el cliente utiliza, o tiene a su disposición para utilizar de inmediato, cualquiera de los componentes del sistema de distribución eléctrica, el cliente deberá pagar el Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).

En aquellos casos en que el procedimiento general planteado para determinar las compensaciones por transmisión y distribución requiriera mayores precisiones, ya sea porque existen mayores requerimientos de calidad y confiabilidad que hayan sido solicitados de manera expresa por parte de los clientes libres, o porque existen configuraciones especiales de las instalaciones de transmisión y/o distribución que hace necesario un tratamiento particular, las partes interesadas podrán solicitar al Organismo Supervisión de la Inversión en Energía (OSINERG) la determinación individualizada de las compensaciones de transmisión y/o distribución.

Los procedimientos que aquí se indican sirven exclusivamente para determinar las compensaciones a pagar por el uso de las redes de transmisión y distribución por parte de los clientes libres. Los procedimientos son en esencia los mismos que se aplicarían al tratarse de consumos regulados, a los cuales es también de aplicación en lo pertinente.

2. Antecedentes Legales

El Artículo 8° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan realizarse en condiciones de competencia. De acuerdo con este artículo, los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en un régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados al nivel de la barra de referencia de generación y de las tarifas de transmisión y distribución. Los usuarios sujetos a este régimen de suministro de electricidad serán denominados "Clientes Libres" para los fines del presente.

Asimismo, el Artículo 44° de la LCE establece que:

"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 estos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados a nivel de la barra de la referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización."

Sobre la vigencia de las tarifas de distribución el Artículo 73° de la LCE dispone:

"Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años y sólo podrán calcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de vigencia."

El Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, establece los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios. Este mismo Reglamento señala las pautas generales para la separación de los cargos por el servicio de transporte y distribución de la electricidad de los costos de producción de transporte de

De acuerdo con el mandato del Artículo 46° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el OSINERG debe fijar semestralmente las Tarifas en Barra, las que entrarán en vigencia en mayo y noviembre de cada año. La resolución de fijación de Tarifas en Barra correspondiente al mes de mayo de cada año, establece los cargos que se deben aplicar para determinar las tarifas y compensaciones de la transmisión. Estas tarifas y compensaciones son de aplicación tanto al mercado del Servicio Público de Electricidad como al mercado de los Clientes Libres, de acuerdo con el mandato del Artículo 44° de la LCE.

3. Aspectos Metodológicos

De la revisión de las normas citadas en los Antecedentes, se puede establecer que:

1. Todos los Contratos de suministro de electricidad para el mercado libre deben separar obligatoriamente los precios de generación (precio acordado entre las partes en la *Barra de Referencia de Generación* (en adelante *BRG*) y las tarifas reguladas de transmisión y distribución.

2. El Cliente Libre puede optar por comprar la electricidad en una BRG o en el punto de suministro del mismo (punto de entrega al cliente). Cualquiera sea el caso, únicamente los precios de generación (Precios de Energía y Potencia referidos a una BRG, llamados también "Precios Libres") están sujetos a la libre negociación entre las partes. Las tarifas de transmisión y/o distribución por las instalaciones existentes entre la BRG y el punto de suministro son reguladas por el OSINERG.

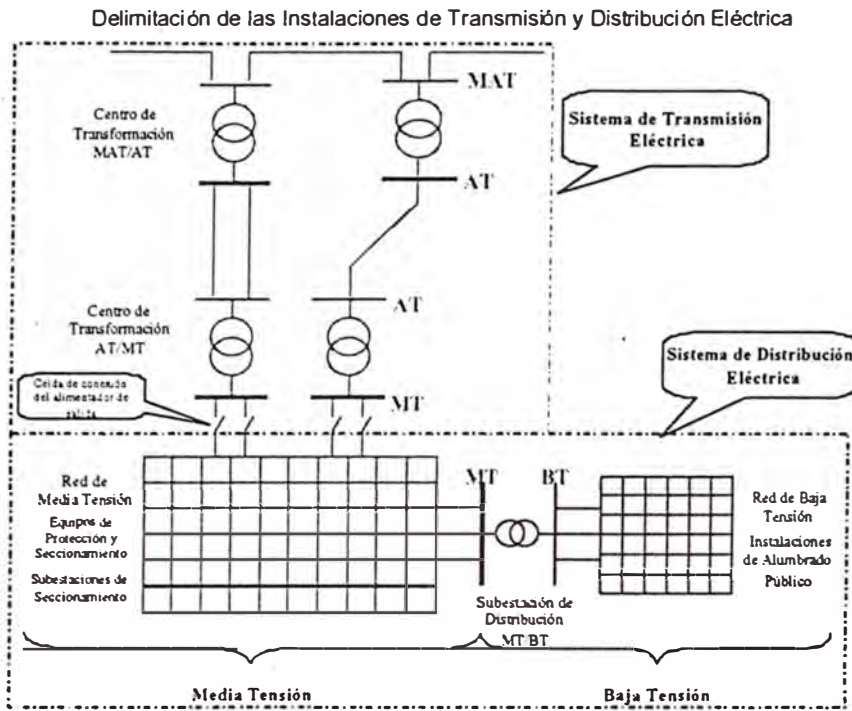
3. El Punto de suministro es la barra, subestación o lugar donde se entrega la electricidad al cliente libre.

4. La BRG para la venta de energía a un Cliente Libre, es aquella subestación (Subestación Base) que se encuentre más cerca del punto de entrega al cliente. La relación de subestaciones base es aquella indicada en las resoluciones de fijación de precios en barra de OSINERG.

5. Todos los clientes libres y regulados deben incorporar el *Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal* (PCSP), el correspondiente *Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía* (CPSEE) del Sistema Secundario Común a la BRG, así como los cargos por transmisión y/o distribución de las instalaciones entre la BRG y el punto de suministro al cliente libre.

6. El sistema de transmisión comprende todas aquellas instalaciones mayores o iguales a 30 kV, incluyendo las celdas para los alimentadores de las redes de distribución en un centro de transformación. El sistema de distribución corresponde al conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica (a tensiones menores a 30 kV) ya sea para los clientes del servicio público de electricidad (mercado regulado) o para los Clientes Libres (mercado libre).

Gráfico N° 1



De lo anterior se deduce que a un Cliente Libre se le aplicarán tarifas de transmisión y/o distribución dependiendo del nivel de tensión y del uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución. En el Cuadro N° 1 se muestra en forma general los cargos que deben asumir los clientes en función al nivel de tensión y ubicación del punto de suministro.

Cuadro N° 1

| Suministro al Cliente Libre en: | Cargos de Transmisión a incorporar | | | Cargos de Distribución a incorporar |
|---------------------------------|------------------------------------|--------------------------|--|-------------------------------------|
| | Sistema Principal | Sistema Secundario Común | Peso y Pérdidas Transmisión Secundaria | VAD y Pérdidas de Distribución |
| 1 - Barra de Referencia | Si | Si | No | No |
| 2 - MAT distinto de 1 | Si | Si | Si | No |
| 3 - AT distinto de 1 | Si | Si | Si | No |
| 4 - MT en Redes Distribución | Si | Si | Si | Si |

Unidad:
 MAT = Muy Alta Tensión (MAT > 100kV)
 AT = Alta Tensión (20kV < AT < 100kV)
 MT = Media Tensión (440V < MT < 30kV)

3.1 Resoluciones Tarifarias

Según lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas de generación destinada a los usuarios regulados, se fijan semestralmente mediante la Resolución de Precios en Barra y son aplicables a partir de los meses de mayo y noviembre.

Los cargos por el uso de la transmisión así como los procedimientos de su aplicación se fijan anualmente en la Resolución de Precios en Barra correspondiente a mayo.

Los cargos por el uso de la distribución, así como los procedimientos de su aplicación están regulados por la Resolución que fija el Valor Agregado de Distribución, se regulan cada cuatro años y entra en vigor en el mes de noviembre.

En el presente documento se utilizan las siguientes denominaciones:

La Resolución de Generación corresponde a la Resolución N° 006-2001 P/CTE o aquella que la modifique y/o sustituya.

La Resolución de Transmisión corresponde a la Resolución N° 006-2001 P/CTE o aquella que la modifique y/o sustituya.

La Resolución de Distribución corresponde a la Resolución N° 023-97 P/CTE o aquella que la modifique y/o sustituya.

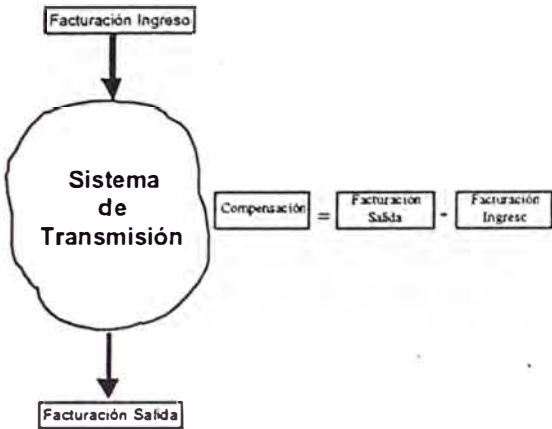
Asimismo, el marco regulatorio establece que las tarifas deben actualizarse. Con tal finalidad, las Resoluciones de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (en adelante GART) que fijan tarifas, incluyen procedimientos de actualización de las mismas para los períodos comprendidos entre regulaciones. En este procedimiento todos los precios y cargos regulados que se utilicen para determinar las compensaciones deberán ser los valores correspondientes a la última actualización de acuerdo con lo dispuesto en las respectivas resoluciones de fijación de precios, aprobados por la GART.

Las Resoluciones de la GART, los parámetros de actualización y los cargos tarifarios actualizados se encuentran disponibles en la correspondiente página WEB (www.cte.org.pe).

3.2 Compensación por Transmisión

La compensación por el uso de las redes de transmisión, que es regulada por mandato de la Ley, se debe determinar empleando los precios regulados de generación. Estas compensaciones se determinan como la diferencia de las facturaciones (a precios regulados de energía y potencia) entre la barra de salida del sistema de transmisión y la barra de ingreso del mismo. Para ello es necesario determinar los consumos, así como los precios regulados de energía y potencia en las barras de ingreso y salida del sistema de transmisión. El siguiente gráfico ilustra lo mencionado.

Gráfico N° 2



3.2.1 Condiciones de Aplicación

Para determinar las compensaciones por transmisión se debe seguir las siguientes etapas:

1. Efectuar la determinación de las tarifas reguladas desde la Barra de Referencia de Generación hasta la barra de suministro.
2. Determinar (referir con las pérdidas medias) los valores de energía y potencia en la BRG. En caso de que el suministro también involucre compensación por distribución, para referir los valores de la potencia se debe incluir, además de las pérdidas medias, el factor de coincidencia aplicable en las redes de distribución.
3. Determinar la facturación en la barra de entrada y en la barra de salida del sistema en evaluación. La compensación por la transmisión, es igual a la diferencia de las dos facturaciones indicadas. En esta etapa se puede determinar eventualmente un precio unitario equivalente por el uso de la transmisión.

La expansión de las tarifas reguladas se realiza empleando los cargos y procedimientos establecidos en las resoluciones de fijación de precios en barra.

3.2.2 Otros Cargos Tarifarios en Transmisión

Además de la compensación por la transmisión determinada en el punto anterior, los clientes libres ubicados dentro de las redes de transmisión deben efectuar la respectiva compensación por el uso de energía reactiva en exceso.

3.3 Compensación por Distribución

La compensación por el uso de las redes de distribución se efectúa también con las tarifas reguladas vigentes y es el resultado de la aplicación de los mismos procedimientos establecidos para los usuarios regulados. La aplicación del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD) se relaciona con el uso del sistema de distribución eléctrica, de acuerdo con los siguientes criterios:

- Si el cliente no hace uso de ningún componente del sistema de distribución eléctrica, el cliente quedará exceptuado del pago del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).
- Si el cliente utiliza, o tiene a su disposición para utilizar de inmediato, cualquiera de los componentes del sistema de distribución eléctrica, el cliente deberá pagar el Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).

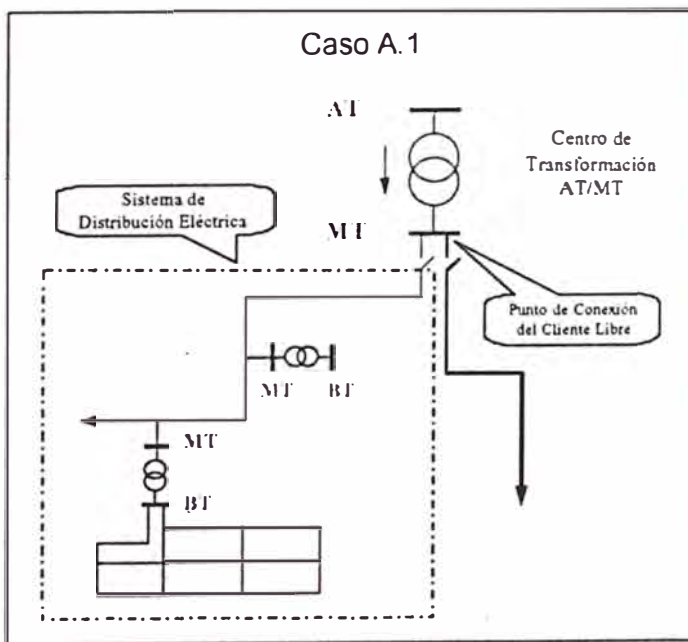
A continuación se detalla algunos casos de aplicación del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD)

3.3.1 Caso A: Clientes conectados a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

Caso A.1: Alimentación desde un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT no hace uso de ningún componente del sistema de distribución eléctrica (ver Gráfico N°3), por lo que el cliente libre no está sujeto al pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).

Gráfico N° 3

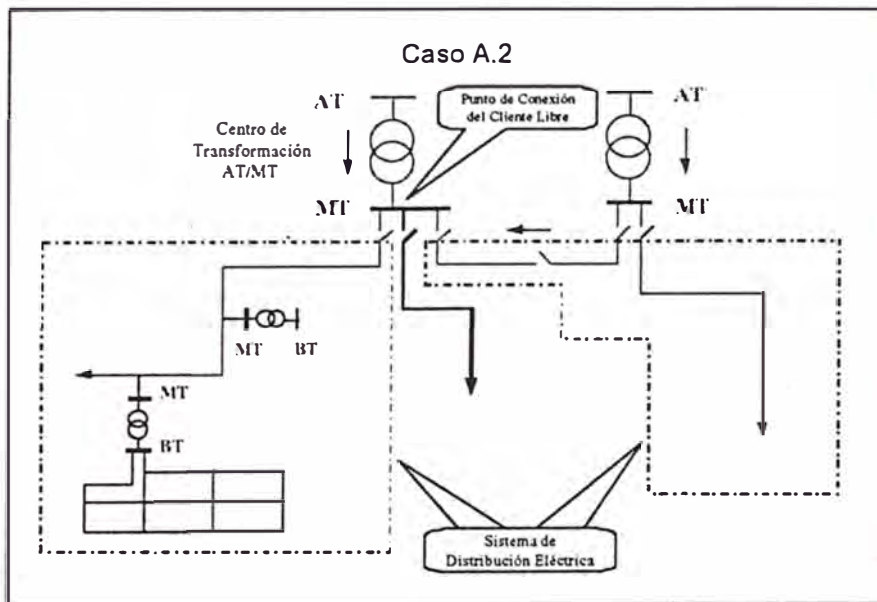


Caso A.2: Alimentación desde dos o más centros de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT y se alimenta desde dos o más

centros de transformación AT/MT o MAT/AT/MT (a través de línea MT) hace uso de los componentes del sistema de distribución eléctrica (ver Gráfico N° 4), por lo que el cliente libre está sujeto al pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).

Gráfico N° 4

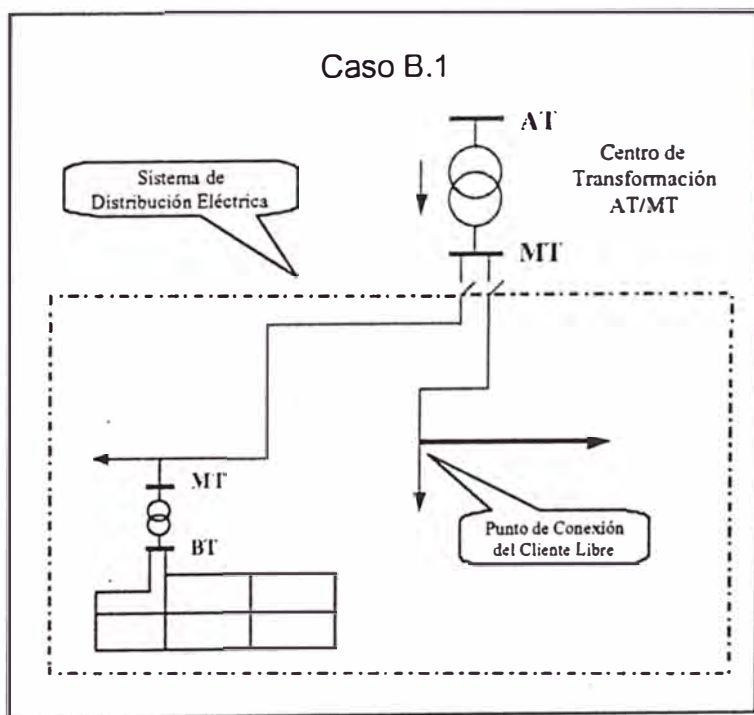


3.3.2 Caso B: Clientes conectados al sistema de distribución eléctrica

Caso B.1: Alimentación desde red de MT

Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la red de MT hace uso de los componentes del sistema de distribución eléctrica (ver Gráfico N° 5), por lo que el cliente libre está sujeto el pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).

Gráfico N° 5



3.3.3 Condiciones de Aplicación

El cliente pagará el cargo de distribución eléctrica (VAD) de acuerdo a la modalidad de facturación por potencia variable. La potencia variable será determinada, para la hora de punta y fuera de punta, como el promedio de las dos mayores demandas máximas del cliente, en los últimos doce meses, incluido el mes que se factura.

El exceso de potencia en horas fuera de punta es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en horas fuera de punta menos la potencia a facturar en horas de punta, siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero.

3.3.4 Cargos Tarifarios

Los cargos tarifarios a aplicar para la determinación del pago por la distribución eléctrica (VAD) son los establecidos por la Resolución de Distribución. Dichos cargos son:

- Valor Agregado de Distribución.
- Cargo Fijo.
- Cargo de Energía Reactiva.

En el caso de los factores de coincidencia, la empresa de distribución eléctrica puede demostrar fundamentamente valores distintos. El OSINERG evaluará y establecerá los factores pertinentes a solicitud del interesado

4. Aplicación de la Metodología

La aplicación de la metodología planteada en el capítulo anterior, se desarrolla con referencia a un sistema eléctrico ejemplo en el cual el cliente libre hace uso de las instalaciones de transmisión y distribución. El sistema ejemplo considera un sistema de transmisión compuesto por dos subestaciones de transformación y una línea de transmisión y una red de distribución. Mediante la determinación apropiada de las variables y parámetros de cálculo, el procedimiento indicado es aplicable directamente a otras configuraciones con un número diferente de instalaciones.

4.1 Precios de Generación de los Clientes Libres

Los precios sujetos a la libre negociación corresponden a los precios de generación en una Barra de Referencia de Generación. Para fines de este documento dichos precios incluyen los precios de transmisión a ese nivel (Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal y Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía).

1. Precio de la Energía:

$$\text{PLEP} = \text{PLEP}_{\text{BRC}} + \text{CPSEE} \quad (1)$$

$$\text{PLEF} = \text{PLEF}_{\text{BRC}} + \text{CPSEE} \quad (2)$$

Donde:

PLEP_{BRC} : Precio Libre de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para la Subestación de Referencia de Generación correspondiente, expresado en céntimos de \$/kWh. Este precio es el que está sujeto a la libre negociación entre las partes.

PLEF_{BRC} : Precio Libre de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para la Subestación de Referencia de Generación correspondiente, expresado en céntimos de \$/kWh. También este precio está sujeto a la libre negociación entre las partes.

PLEP : Precio Libre Total de la Energía en Horas de Punta, que incluye el precio libre de generación y los peajes por transmisión del Sistema Interconectado Nacional, expresado en céntimos de \$/kWh.

PLEF : Precio Libre Total de la Energía en Horas Fuera de Punta, que incluye el precio libre de generación y los peajes por transmisión del Sistema Interconectado Nacional, expresado en céntimos de \$/kWh.

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, establecido en la Resolución de Transmisión, expresado en céntimos de \$/kWh.

2. Precio de la Potencia:

$$\text{PLP} = \text{PLP}_{\text{BRC}} + \text{PCSPT} \quad (3)$$

Donde:

PLP_{BRC} : Precio Libre de la Potencia de Punta a Nivel Generación, para la Subestación de Referencia de Generación correspondiente, expresado en \$/kW-mes. Este precio también está sujeto a la libre negociación entre las partes.

PLP : Precio Libre Total de la Potencia de Punta, que incluye el precio libre de generación y los peajes por transmisión del Sistema Interconectado Nacional, expresado en \$/kW-mes.

PCSPT : Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, establecido en la Resolución de Transmisión, expresado en \$/kW-mes

4.2 Expansión de Tarifas

La expansión de tarifas reguladas de generación se efectúa con la finalidad de determinar las compensaciones de transmisión y distribución.

El OSINERG fija las tarifas reguladas tanto de energía como de potencia, en barras denominadas Subestaciones Base. A partir de estas subestaciones se deben expandir las tarifas hasta el punto de suministro al cliente libre con los procedimientos establecidos por las resoluciones de fijación de Tarifas en Barra.

1. Los Precios de la Energía en Barra Base (PEB):

$$\text{PEBP} = \text{PEMP} + \text{CPSEE} \quad (4)$$

$$\text{PEBF} = \text{PEMF} + \text{CPSEE} \quad (5)$$

Donde:

PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, establecido en la Resolución de Generación, expresado en céntimos de \$/kWh.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, establecido en la Resolución de Generación, expresado en céntimos de \$/kWh.

PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de \$/kWh.

PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, establecido en la Resolución de Generación, expresado en céntimos de \$/kWh.

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, establecido en la Resolución de Transmisión, expresado en céntimos de \$/kWh.

2. Los Precios de la Potencia en Barra Base (PPB):

$$\text{PPB} = \text{PPM} + \text{PCSPT} \quad (6)$$

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, establecido en la Resolución de Generación, expresado en \$/kW-mes.

PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en \$/kW-mes.

PCSPT : Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, establecido en la Resolución de Transmisión, expresado en \$/kW-mes

En el Cuadro N° 2 se detalla el cálculo de los precios de energía y potencia en las diferentes barras de un sistema en el que, en este caso, se distinguen dos tramos de red (una de transmisión y otra de distribución):

Donde:

En Transmisión (establecidos en la *Resolución de Transmisión*)

- FPME : Factor de Pérdidas Marginales de Energía.
- FPMP : Factor de Pérdidas Marginales de Potencia.
- CBPSE : Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, expresado en céntimos de S/./kWh.

En Distribución (establecidos en la *Resolución de Distribución*)

- PPBF : Precio de la Potencia Fuera de Punta (Precio por el exceso de potencia en Horas de Punta).

- PEMT : Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.
- PPMT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.
- VMTPP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-mes).
- FCPPMT : Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.
- VMTFP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes).
- FCFPMT : Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en media tensión.
- Nota 1 : Forma parte del bloque de cargos que debe considerarse el Cargo por Energía Reactiva y el Cargo Fijo Mensual, regulados según la *Resolución de Distribución*.
- Nota 2 : Los cargos de transmisión y distribución están sujetos a actualización de acuerdo a los procedimientos establecidos en las *Resoluciones de Transmisión y Distribución*, respectivamente.

Cuadro N° 2

| Diagrama Unifilar | Precios Regulados | | | |
|-------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|---|
| | PEBP (Cm S/./kWh) | PEBF (Cm S/./kWh) | PPB (S/./kW-mes) | Precio Potencia Fuera Punta (Exceso Potencia HP) S/./kW-mes |
| | $PEBP = PEUP + CBPSE$ | $PEBF = PEMF + CBPSE$ | $PPB = PPN + PCSOT$ | |
| | $PEBP = PEUP \cdot FPME + CBPSE$ | $PEBF = PEMF \cdot FPME + CBPSE$ | $PPB = PPB \cdot FPMP$ | |
| | $PEBP = PEUP \cdot PEMT$ | $PEBF = PEMF \cdot PEMT$ | $PPB = PPN + VMTPP + FCPPMT$ | $PPSF = VMTFP + FCFPMT$ |

4.3 Cálculo de Energía y Potencia en cada Barra

Exclusivamente para determinar las compensaciones por transmisión y distribución, las variables de energía y potencia del Cliente Libre, medidos en el Punto de Suministro, deben ser referidos a la BRG tomando en cuenta las pérdidas medias y el factor de coincidencia para demandas en media tensión. Este último, únicamente en el caso de que el cliente libre haga uso de las instalaciones de distribución.

Es decir, se determinará el consumo originado por el cliente en la BRG mediante la agregación de las pérdidas a la energía retirada al final del tramo. En el presente documento se considera que las pérdidas medias en las instalaciones de transmisión son iguales a la mitad de las pérdidas marginales. Las pérdidas marginales se determinan a partir de los factores de expansión de precios regulados por el OSINERG. Las pérdidas medias en las instalaciones de distribución son determinadas utilizando los factores de expansión de pérdidas regulados en la Resolución de Distribución.

En el Cuadro N° 3 se muestra los consumos del cliente libre referidos a la BRG, de acuerdo al procedimiento señalado.

Donde:

- $Perd_{Ei-j}$: Pérdidas medias de energía correspondiente a las instalaciones de transmisión comprendidas entre las barras "i" y "j".

- $Perd_{P_{i-j}}$: Pérdidas medias de potencia correspondiente a las instalaciones de transmisión comprendidas entre las barras "i" y "j".
- EHP_i : Energía en Hora Punta en la barra "i", expresado en MWh o kWh.
- $EHFP_i$: Energía en Hora Fuera de Punta en la barra "i", expresado en MWh o kWh.
- PHP_i : Potencia en Hora Punta en la barra "i", expresado en MW o kW.
- $PHFP_i$: Potencia en Hora Fuera de Punta en la barra "i", corresponde al exceso de la potencia en hora de punta, expresado en MW o kW.
- $PEMT$: Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión establecido en la Resolución de Distribución.
- $PPMT$: Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión establecido en la Resolución de Distribución.

1 Las pérdidas marginales de energía y potencia se determinan a partir de los Factores de Pérdidas Marginales FPME y FPMP.

$$FPME = (1 + Perd.Mg^{5\%})$$

2 En la distribución, los factores de expansión de pérdidas son factores de expansión de pérdidas medias.

Cuadro N° 3

| Diagrama Unifilar | Variables | | | |
|-------------------|--|--|--|--|
| | Energía Hora Punta (MWh) | Energía Fuera Punta (MWh) | Potencia en Hora Punta (MW) | Potencia Fuera de Punta (Exceso Potencia HP) MW |
| | $EHP_1 = (EHP_1) \cdot (1 + Perd_{1..2})$ | $EHFP_1 = (EHFP_1) \cdot (1 + Perd_{1..2})$ | $PHP_1 = (PHP_1) \cdot (1 + Perd_{1..2})$ | |
| | | | | |
| | $EHP_4 = (EHP_4) \cdot (PEMT)$ | $EHFP_4 = (EHFP_4) \cdot (PEMT)$ | $PHP_4 = (PHP_4) \cdot (PPMT) \cdot FCPPMT$ | |
| | $EHP_5 = EHP_{Cliente Libre}$ (Medición al Cliente) | $EHFP_5 = EHFP_{Cliente Libre}$ (Medición al Cliente) | $PHP_5 = PHP_{Cliente Libre}$ (Medición al Cliente) | $PHFP_5 = PHFP_{Cliente Libre}$ (Medición al Cliente) |

4.4 Compensaciones por Transmisión y Distribución

Los precios sujetos a libre negociación corresponden a los precios de generación en una Barra de Referencia de Generación y deben incluir los precios de transmisión a ese nivel (Peaje por Conexión al Sistema Principal y Cargo Equivalente en Energía).

Las compensaciones por la transmisión se calculan con los precios regulados vigentes (según Numeral 4.2. anterior) y los consumos del cliente libre referidos a la BRG (según Numeral 4.3. anterior). Del mismo modo, la compensación al nivel de la distribución se efectúa con los precios regulados vigentes y consumos en las barras correspondientes.

En el Cuadro N° 4 se muestran las compensaciones mencionadas.

Donde:

- FPEBP : Facturación por la Energía activa en Hora Punta
- FPEBF : Facturación por la Energía activa en Hora Fuera de Punta
- FPPB : Facturación por la Potencia activa en Hora Punta
- FPPBF : Facturación por el exceso de la Potencia en Hora Punta

Nota : Adicionalmente se debe incluir la Facturación por Energía Reactiva y un cargo fijo mensual, regulados por la *Resolución de Distribución*.

Cuadro N° 4

| Diagrama Unifilar | Energía Hora Punta | Energía Fuera Punta | Potencia Hora Punta | Potencia Fuera de Punta |
|---|--|---|--|---|
| | Facturación a Nivel de Generación (*) | | | |
| | $FPEBP_1 = PLEP_1 \cdot EHP_1$ | $FPEBF_1 = PLEP_1 \cdot EHFP_1$ | $FPPB_1 = PLEP_1 \cdot PHP_1$ | |
| | Compensación por las Redes de Transmisión | | | |
| | Compensación por la red de Transmisión 1-4: | | | |
| | $CPESP_{1..4} = PLEP_1 \cdot EHP_1 - (PEEP_1) \cdot EHP_1$ | $CPESBF_{1..4} = PLEP_1 \cdot EHFP_1 - (PEEP_1) \cdot EHFP_1$ | $CPESP_{1..4} = PLEP_1 \cdot PHP_1 - (PEEP_1) \cdot PHP_1$ | |
| Compensación por las Redes de Distribución | | | | |
| | Compensación por las redes de Distribución: | | | |
| | 0 | 0 | $CPESP_{5..5} = PLEP_5 \cdot PHP_5 - (PEEP_5) \cdot PHP_5$ | $CPESBF_{5..5} = PLEP_5 \cdot PHFP_5 - (PEEP_5) \cdot PHFP_5$ |

Nota (*) : Referencial

5. Disposiciones Complementarias

1. El procedimiento planteado en el presente documento es exclusivamente para fines de determinar las compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y distribución.

2. El usuario de las redes de distribución deberá declarar una reserva de capacidad cuya duración será como mínimo de un año. En caso de renuncia a la reserva de capacidad, el concesionario de distribución podrá cobrar un cargo remanente por los meses faltantes para cumplir con el año reservado.

3. Para los suministros ubicados en las redes de distribución, el cliente pagará el cargo de distribución eléctrica (VAD) de acuerdo a la modalidad de facturación por potencia variable. La potencia variable será de terminada, para la hora de punta y fuera de punta, como el promedio de las dos mayores demandas máximas del cliente, en los últimos doce meses, incluido el mes que factura.

4. En aquellos casos en que el procedimiento general planteado para determinar las compensaciones por transmisión y distribución requiriera mayores precisiones, ya sea por que existen mayores requerimientos de calidad y confiabilidad que hayan sido solicitados de manera expresa por parte de los clientes libres, o porque existen configuraciones especiales de las instalaciones de transmisión y/o distribución que hace necesario un tratamiento particular, las partes interesadas podrán solicitar al Organismo Supervisión de la Inversión en Energía (OSINERG) la determinación individualizada de las compensaciones de transmisión y/o distribución. Para este efecto deberán suministrar la debida justificación y sustentación de su pedido.

5. Para los fines del cálculo de compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución, en caso de existir duda sobre la determinación de la Barra de Referencia de Generación (BRG) correspondiente, las partes interesadas podrán solicitar su determinación al OSINERG.

6. Los cargos de transmisión y las pérdidas respectivas se deben determinar de una sola vez para el conjunto de instalaciones. En aquellos casos en que esta regla

general no sea factible de aplicar, por existir diferentes titulares propietarios de las instalaciones, las partes interesadas podrán solicitar al OSINERG su determinación.

7. El procedimiento propuesto en el presente documento no es obligatorio en los casos en que hubiera acuerdos contractuales previos entre las partes para el pago de las compensaciones de transmisión y/o distribución.

8. Los propietarios de transmisión y/o distribución no están facultados a facturar directamente el cliente libre por el uso de sus instalaciones. Las compensaciones deben ser facturadas al correspondiente suministrador.

9. Para determinar la potencia en la BRG, en caso de que el suministro también involucre compensación por distribución, se debe incluir, además de las pérdidas medias, el factor de coincidencia aplicable en las redes de distribución.

10. Los consumidores libres están sujetos a los cargos por el exceso en el consumo de energía reactiva fijado en la Resolución de Distribución. El íntegro de la recaudación que se efectúe por el consumo de energía reactiva forma parte de la compensación a ser pagada al propietario de las redes donde se encuentre localizado el Cliente Libre

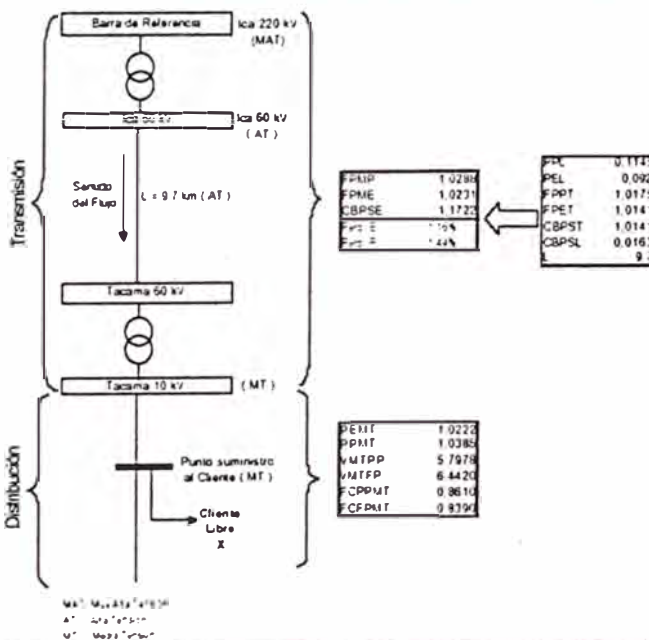
11. Para el caso de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad Electro Norte S.A., Electro Norte Medio S.A., Electro NorOeste S.A. y Electro Centro S.A., los cargos de transmisión secundaria de líneas y subestaciones se encuentran expresadas como cargos de potencia. Para estos casos se utilizará en lo pertinente un procedimiento similar al establecido, empleando cargos de potencia en lugar de cargos de energía. Para el caso de consumos con demanda máxima en horas fuera de punta, se deberá adicionar una compensación por potencia en horas fuera de punta, esta compensación será determinada con el mismo procedimiento establecido para el caso de los clientes regulados. En este caso únicamente, para determinar la compensación por transmisión, el precio de la potencia en horas fuera de punta será igual al Cargo Base de Peaje Secundario por transmisión (CBPSE) correspondiente a las instalaciones respectivas.

Anexo

I.- Ejemplo Aplicativo

EJEMPLO APLICATIVO : DATOS

| Datos del Cliente Libre | | Consumos en Punto de Suministro | |
|---|--|---------------------------------|------------|
| Cliente Libre X | | Energía HP | 735 M.vh |
| Tensión Suministro: 10 kV (MT) | | Energía HFP | 4 234 M.vh |
| Barra de referencia: Ica 220 kV (MAT) | | Potencia HP | 5.0 MW |
| Ubicación: Área de Concesión de Electro Sur Medio | | Exceso PNP (PNP) | 3.0 MW |



EJEMPLO APLICATIVO : PRECIOS REGULADOS EN BARRA

| Diagrama Unifilar | | Precios Regulados | | | |
|-------------------|--|---|---|--|--|
| Transmisión | Barra 1 Barra de Referencia 1ca 220 kV | PEBP (Cm SJ/kWh) $PEBP = PEPI + CPSEE$ $PEBP = 12,84 + 0,41 = 14,25$ | PEBF (Cm SJ/kWh) $PEBF = PEPI + CPSEE$ $PEBF = 9,18 + 0,41 = 9,59$ | PPB (SJ/kWh-mes) $PPB = PPV - PCPTI$ $PPB = 18,49 - 4,26 = 14,22$ | Precio Potencia Fuera Punta (Exceso Potencia HP) (SJ/kWh-mes) |
| | Barra 2 1ca 60 kV | | | | |
| Distribución | Barra 3 Tacama 60 kV | $PEBP = (PEBP_1) \cdot FPME_{1,2} + CPSE_{1,2}$ | $PEBF = (PEBF_1) \cdot FPME_{1,2} + CPSE_{1,2}$ | $PPB = (PPB_1) \cdot FPMP_{1,2}$ | |
| | Barra 4 Tacama 10kV | $PEBP = (14,25) \cdot (1,022) + 1,172 = 15,73$ | $PEBF = (9,59) \cdot (1,022) + 1,172 = 10,98$ | $PPB = (14,22) \cdot (1,022) = 14,54$ | |
| | Barra 5 Punto suministro al Cliente (MT) | $PEBP = (PEBP_4) \cdot PENT$ | $PEBF = (PEBF_4) \cdot PENT$ | $PPB = (PPB_4) \cdot PENT + VUTP + PCPTMT$ | Precio Potencia Fuera Punta (Exceso Potencia HP) (SJ/kWh-mes) |
| | Cliente Libre X | $PEBP = 15,73 \cdot 1,022 = 16,10$ | $PEBF = 10,98 \cdot 1,022 = 11,23$ | $PPB = (14,54) \cdot (1,022) = 14,87$ $PPB = 27,32$ | $PPSF = (VUTP + PCPTMT)$ $PPSF = 10,420 + 0,830$ $PPBF = 4,40$ |

EJEMPLO APLICATIVO : CONSUMOS

| Diagrama Unifilar | | Variables | | | |
|-------------------|--|---|--|---|---|
| Transmisión | Barra 1 Barra de Referencia 1ca 220 kV | Energía Hora Punta (MWh) $EHP = (EHP_1) \cdot (1 + Perd_{E_{1,2}})$ $EHP = (751,2) \cdot (1,0118) = 760,0 \text{ MWh}$ | Energía Fuera Punta (MWh) $EFP = (EHP_1) \cdot f \cdot (1 + Perd_{E_{1,2}})$ $EFP = (4228,0) \cdot (1,0118) = 4278,1 \text{ MWh}$ | Potencia en Hora Punta (MW) $PHP = (PHP_1) \cdot (1 + Perd_{E_{1,2}})$ $PHP = (4,471) \cdot (1,0144) = 4,535 \text{ MW}$ | Potencia Fuera de Punta (Exceso Potencia HP) (MW) |
| | Barra 2 1ca 60kV | | | | |
| Distribución | Barra 3 Tacama 60kV | $EHP = (EHP_2) \cdot PENT$ | $EFP = (EFP_2) \cdot PENT$ | $PHP = (PHP_2) \cdot PENT + PCPTMT$ | |
| | Barra 4 Tacama 10kV | $EHP = (751) \cdot (1,022) = 751,3 \text{ MWh}$ | $EFP = (4228) \cdot (1,022) = 4328 \text{ MWh}$ | $PHP = (4,5) \cdot (1,0285) + 0,381 = 4,671 \text{ MW}$ | |
| | Barra 5 Punto suministro al Cliente (MT) | $EHP_3 = EHP_{Cliente}$ | $EFP_3 = EFP_{Cliente}$ | $PHP_3 = PHP_{Cliente}$ | $PHFP_3 = PHFP_{Cliente}$ |
| | Cliente Libre X | $EHP_3 = 751 \text{ MWh}$ (Medición al Cliente) | $EFP_3 = 4228 \text{ MWh}$ (Medición al Cliente) | $PHP_3 = 4,6 \text{ MW}$ (Medición al Cliente) | $PHFP_3 = 2,0 \text{ MW}$ (Medición al Cliente) |

EJEMPLO APLICATIVO : FACTURACIÓN

| Diagrama Unifilar | Energía Hora Punta | Energía Fuera Punta | Potencia Hora Punta | Potencia Fuera de Punta |
|---|--|---|--|-------------------------|
| | Facturación a Nivel de Generación (*) | | | |
| | $FREP_g \cdot \sqrt{PEP_g} \cdot EHP_g$ | $FREP_g \cdot \sqrt{PEP_g} \cdot EFP_g$ | $FPD_g \cdot \sqrt{PEP_g} \cdot PFP_g$ | |
| | Compensación por las Redes de Transmisión | | | |
| | Compensación por la red de Transmisión 1-4: | | | |
| | $FREP_{1,24} \cdot \sqrt{PEP_{1,24}} \cdot EHP_{1,24} - FREP_{1,24} \cdot \sqrt{PEP_{1,24}} \cdot EFP_{1,24}$ $FREP_{1,24} \cdot \sqrt{15.75} \cdot 751.3 \cdot (14.25) \cdot 780.0$ $FREP_{1,24} \cdot \sqrt{10045} \cdot S$ Compensación Unifilar _{1,24} = 1.337 MWh | $FREP_{1,24} \cdot \sqrt{PEP_{1,24}} \cdot EHP_{1,24} - FREP_{1,24} \cdot \sqrt{PEP_{1,24}} \cdot EFP_{1,24}$ $FREP_{1,24} \cdot \sqrt{10.38} \cdot 1423.5 \cdot S \cdot 1473.1$ $FREP_{1,24} \cdot \sqrt{3552} \cdot S$ Compensación Unifilar _{1,24} = 1.153 MWh | $FPD_{1,24} \cdot \sqrt{PEP_{1,24}} \cdot PFP_{1,24} - FPD_{1,24} \cdot \sqrt{PEP_{1,24}} \cdot PFP_{1,24}$ $FPD_{1,24} \cdot \sqrt{15.84} \cdot 4.471 \cdot (2432) \cdot 4.535$ $FPD_{1,24} \cdot \sqrt{11.524} \cdot S$ Compensación Unifilar _{1,24} = 0.359 MWh | |
| Compensación por las Redes de Distribución | | | | |
| Compensación por las redes de Distribución: | | | | |
| 0 | 0 | $FPD_{2,24} \cdot \sqrt{PEP_{2,24}} \cdot PFP_{2,24} - FPD_{2,24} \cdot \sqrt{PEP_{2,24}} \cdot PFP_{2,24}$ $FPD_{2,24} \cdot \sqrt{12.65} \cdot S$ Compensación Unifilar _{2,24} = 0.348 MWh | $FPD_{2,24} \cdot \sqrt{PEP_{2,24}} \cdot PFP_{2,24} - FPD_{2,24} \cdot \sqrt{PEP_{2,24}} \cdot PFP_{2,24}$ $FPD_{2,24} \cdot \sqrt{11.62} \cdot S$ Compensación Unifilar _{2,24} = 0.428 MWh | |

Nota: (*) Referencial

ANEXO B

CONSULTA CIUDADANA

Publicación para Comentarios

Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución para los Clientes Libres

Determinación de Compensaciones

Lima, 4 de mayo del año 2001

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO
2. ANTECEDENTES
3. ASPECTOS METODOLÓGICOS
 - 3.1 RESOLUCIONES TARIFARIAS
4. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO
 - 4.1 PRECIOS DE GENERACIÓN DE LOS CLIENTES LIBRES
 - 4.2 EXPANSIÓN DE TARIFAS
 - 4.3 CÁLCULO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN CADA BARRA
 - 4.4 COMPENSACIONES POR TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

ANEXO

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento explica la aplicación de los cargos regulados en transmisión y distribución para los consumidores no pertenecientes al Servicio Público de Electricidad. Se presenta la metodología general para determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión y distribución y se aplica a un ejemplo seleccionado para ilustrar el método.

La aplicación contempla:

Primero: Expandir las tarifas reguladas desde la Barra de Referencia de Generación hasta la barra de suministro (en caso sea necesario la expansión de las

tarifas se puede efectuar para cada una de las barras comprendidas entre la Barra de Referencia de Generación y la Barra de Suministro al Cliente Libre).

Segundo: Determinar (referir con las pérdidas medias si no se cuenta con la medición correspondiente) los valores de energía y potencia en cada una de las barras en las que se determinarán las tarifas con el primer paso.

Tercero: Determinar la compensación de la transmisión y distribución. En este paso se puede eventualmente determinar un precio unitario equivalente por el uso de la transmisión y distribución.

La expansión de las tarifas reguladas se realiza empleando los procedimientos establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) mediante las Resoluciones de fijación de precios en barra.

2. Antecedentes

El Artículo 8° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan realizarse en condiciones de competencia. De acuerdo a este artículo, los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en un régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados a nivel de la barra de referencia de generación y de las tarifas de transmisión y distribución. Los usuarios sujetos a este régimen de suministro de electricidad serán denominados "Clientes Libres" para los fines del presente.

Asimismo, el Artículo 44° de la LCE establece textualmente que:

"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 estos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados a nivel de la barra de la referencia de

ANEXO H

RESOLUCIÓN OSINERG N° 2122-2001-OS/CD

**TARIFAS EN BARRA PARA SUMNISTROS SEGÚN ART. 43° LCE
EFECTUADAS DESDE DIVERSAS SUBESTACIONES Y SUS FÓRMULAS
DE ACTUALIZACIÓN**

OSINERG

Fijan Tarifas en Barra para suministros a que se refiere el Art. 43º, Inc. c) de la Ley de Concesiones Eléctricas efectuadas desde diversas subestaciones y sus fórmulas de actualización

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA OSINERG N° 2122-2001-OS/CD

Lima, 29 de octubre del año 2001

VISTOS:

El informe del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional; el Informe Técnico de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") GART/GT N° 057-2001, el informe emitido por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2001-024 y el informe emitido por la Asesoría Legal Externa AL-DC-124-2001.

CONSIDERANDO:

El OSINERG de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3º de la Ley N° 27332¹, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y los Artículos 27º y 52º, literal u), de su Reglamento General² aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de regular las tarifas en barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43º, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas³ (en adelante "LCE"):

El proceso de Regulación Tarifaria, conforme se señala en el Informe GART/GT N° 057-2001, se ha llevado a cabo partiendo con la presentación del estudio técnico-económico correspondiente por parte del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "COES"):

Mediante la Resolución N° 1710-2001-OS/CD, OSINERG convocó la realización de una Audiencia Pública para exponer el contenido del citado estudio técnico-económico relativo a las Tarifas en Barra, la misma que se realizó el 1º de octubre de 2001. En dicha Audiencia, el COES expuso el contenido del estudio con el sustento de los resultados obtenidos:

Seguidamente el OSINERG presentó sus observaciones al estudio técnico-económico incluyendo las observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto la LCE dispone (Artículo 52º⁴) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG procederá a fijar y publicar las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste mensuales antes del 31 de octubre;

Asimismo, conforme se ha dispuesto por el Artículo 53º de la LCE⁵ y Artículo 129º de su Reglamento⁶, el OSINERG debe efectuar el procedimiento de comparación de los precios libres vigentes, lo cual se ha realizado, según se desprende del Informe Técnico GART/GT N° 057-2001:

- b) Función reguladora: comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito;
- c) Función normativa: comprende la facultad exclusiva de dictar, en el ámbito y la materia de sus respectivas competencias, los reglamentos, normas de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios;
- d) Función fiscalizadora o sancionadora: comprende la facultad de imponer sanciones dentro de su ámbito de competencia por el incumplimiento de obligaciones derivadas de normas legales o técnicas, así como las obligaciones contraídas por los concesionarios en los respectivos contratos de concesión;
- e) Función de solución de controversias: comprende la facultad de conciliar intereses contrapuestos entre entidades o empresas bajo su ámbito de competencia, entre éstas y sus usuarios o de resolver los conflictos suscitados entre los mismos; reconociendo o desestimando los derechos invocados; y,
- f) Función de solución de los reclamos de los usuarios de los servicios que regulan.

3.2 Estas funciones serán ejercidas con los alcances y limitaciones que se establezcan en sus respectivas leyes y reglamentos.

Artículo 27.- Órgano Competente para ejercer la Función Reguladora.-

La función reguladora es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERG y se ejerce a través de Resoluciones.

Artículo 57.- Funciones del Consejo Directivo.-

Son funciones del Consejo Directivo:

- u) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47º de la Ley de Concesiones Eléctricas, según el procedimiento definido en el Artículo 126º de su reglamento.

Artículo 47.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,

Artículo 57.- La Comisión de Tarifas de Energía comunicará al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, al estudio técnico-económico. El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

La Comisión de Tarifas de Energía evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

Artículo 57.- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas de Energía, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

Artículo 129.- Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53º de la Ley, los concesionarios y titulares de autorizaciones deberán presentar a la Comisión los contratos de suministro de electricidad suscritos entre el suministrador y el cliente sujeto a un régimen de libertad de precios, y la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale. Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

- a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de la electricidad al nivel de la Barra de Referencia de Generación, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses. La Barra de Referencia de Generación, es la Barra indicada por la Comisión en sus resoluciones de fijación de Precios en Barra;
- b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado libre;
- c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de la electricidad que resulte de la aplicación de los precios de potencia y de energía teóricos al nivel de la Barra de Referencia de Generación a sus respectivos consumos. El precio teórico de la energía se calcula como la media ponderada de los precios de energía, determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47º de la Ley y el consumo de energía de todo el sistema eléctrico para los bloques horarios delimitado por la Comisión. El precio teórico de la potencia, corresponde a lo señalado en el inciso h) del Artículo 47º de la Ley, pudiendo descontarse de los costos de transmisión;
- d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,
- e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en el inciso b), los precios de energía determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47º de la Ley, serán aceptados. En caso contrario, la Comisión modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

El precio de la electricidad señalado en el inciso a) del presente artículo, deberá reunir los requisitos y condiciones contenidos en el Artículo 8º de la Ley y en los reglamentos específicos sobre la comercialización de la electricidad a los clientes bajo el régimen de libertad de precios.

La Comisión podrá expedir resoluciones complementarias para la aplicación del presente artículo y publicará periódicamente informes estadísticos sobre la evolución de los precios libres y teóricos de cada uno de los clientes no sujetos al régimen de regulación de precios.

Artículo 7.- Funciones.-

3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:

- a) Función supervisora: comprende la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales o técnicas por parte de las entidades o actividades supervisadas, así como la facultad de verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el Organismo Regulador de cualquier otra obligación que se encuentre a cargo de la entidad o actividad supervisada.

Conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE¹ y Artículo 215° de su Reglamento², el OSINERG deberá fijar simultáneamente con las Tarifas en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación, el cual es materia de la presente Resolución. Asimismo, deberá fijar el valor del Costo de Racionamiento cuya propuesta ha sido presentada por el COES en el estudio técnico-económico, correspondiendo al OSINERG, conforme al mandato expreso del Artículo 52°, literal t), de su Reglamento General³;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

RESUELVE:

Artículo Primero. - Fijase las siguientes Tarifas en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas, que se efectúan desde las Subestaciones de Generación - Transporte que se señalan.

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales Generadoras.

A) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Subestaciones Base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican:

| Subestaciones Base | Tensión kV | PPM \$/kWh-mes | PMP ctm. \$/kWh | PEMF ctm. \$/kWh |
|--|------------|----------------|-----------------|------------------|
| SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL | | | | |
| Tarma | 220 | 18,63 | 11,78 | 8,67 |
| Puno Oeste | 220 | 18,80 | 11,93 | 8,79 |
| Cerro Verde | 220 | 18,47 | 11,76 | 8,67 |
| Cerro Verde | 220 | 18,51 | 11,77 | 8,67 |
| Cerro Verde | 50 | 18,44 | 11,77 | 8,68 |
| Cerro Verde | 220 | 18,52 | 11,82 | 8,65 |
| Cerro Verde 1 | 220 | 18,30 | 11,70 | 8,57 |
| Panamonga | 220 | 18,90 | 11,82 | 8,50 |
| Huancayo | 220 | 18,91 | 11,86 | 8,50 |
| Zarzal | 220 | 18,92 | 11,84 | 8,44 |
| Versalles | 220 | 18,98 | 11,87 | 8,47 |
| Lima (1) | 220 | 19,01 | 11,84 | 8,47 |
| Independencia | 220 | 18,49 | 11,59 | 8,32 |
| La | 220 | 18,70 | 11,66 | 8,37 |
| Marginal | 220 | 19,38 | 11,78 | 8,45 |
| Mentiro | 220 | 17,13 | 11,23 | 8,07 |
| Huancabanchi | 220 | 17,59 | 11,40 | 8,17 |
| Pachacaca | 220 | 17,94 | 11,50 | 8,27 |
| Huancavelica | 220 | 17,44 | 11,33 | 8,14 |
| Calabuana | 220 | 18,33 | 11,62 | 8,34 |
| Casapalca | 220 | 18,30 | 11,78 | 8,43 |
| Huanca | 138 | 16,78 | 11,22 | 8,27 |
| Vizcarra | 220 | 19,25 | 11,75 | 8,48 |
| Tinco María | 220 | 18,67 | 11,62 | 8,42 |
| Tinco María | 138 | 18,73 | 11,60 | 8,45 |
| Huancayo | 138 | 18,48 | 11,62 | 8,43 |
| Paragsha II | 138 | 18,04 | 11,58 | 8,34 |
| Cerro Nueva | 220 | 17,96 | 11,53 | 8,29 |
| Cerro Nueva (2) | 50 | 17,99 | 11,50 | 8,29 |
| Cerro Nuevo | 138 | 17,19 | 11,48 | 8,26 |
| Cerro | 138 | 17,98 | 11,53 | 8,29 |
| Machupicchu | 138 | 13,04 | 9,61 | 7,00 |
| Cachimayo | 138 | 13,95 | 9,94 | 7,25 |
| Cusco (3) | 138 | 14,05 | 9,98 | 7,28 |
| Cerro de Pasco | 138 | 14,86 | 10,33 | 7,55 |
| Tarma | 138 | 15,68 | 10,71 | 7,86 |
| Ayacucho | 138 | 15,15 | 10,51 | 7,75 |
| Azón | 138 | 14,37 | 10,39 | 7,65 |
| La Oroya | 138 | 16,25 | 10,77 | 7,88 |
| Puno | 138 | 16,70 | 10,95 | 7,98 |

| Subestaciones Base | Tensión kV | PPM \$/kWh-mes | PMP ctm. \$/kWh | PEMF ctm. \$/kWh |
|--------------------------|------------|----------------|-----------------|------------------|
| Puno | 220 | 16,69 | 10,96 | 8,00 |
| Callalli | 138 | 16,15 | 10,85 | 7,94 |
| Santuario | 138 | 16,48 | 10,98 | 8,02 |
| Socabaya | 138 | 16,81 | 11,07 | 8,07 |
| Socabaya | 220 | 16,82 | 11,09 | 8,06 |
| Cerro Verde | 138 | 16,86 | 11,09 | 8,08 |
| Reparacion | 138 | 16,86 | 11,11 | 8,09 |
| Mollendo | 138 | 16,86 | 11,12 | 8,10 |
| Montalvo | 220 | 16,86 | 11,07 | 8,06 |
| Montalvo | 138 | 16,96 | 11,07 | 8,07 |
| Toquepala | 138 | 17,13 | 11,01 | 8,04 |
| Ancota | 138 | 16,93 | 10,96 | 8,02 |
| Ancota | 66 | 16,95 | 10,93 | 8,02 |
| Tacna | 220 | 16,95 | 11,10 | 8,07 |
| Tacna | 66 | 17,01 | 11,14 | 8,07 |
| SISTEMAS AISLADOS | | | | |
| Típico A (4) | MT | 21,11 | 29,12 | 29,12 |
| Típico B (5) | MT | 22,70 | 20,53 | 20,53 |
| Típico C (6) | MT | 24,73 | 25,10 | 25,10 |
| Típico E (7) | MT | 24,94 | 27,60 | 27,60 |
| Típico F (8) | MT | 20,97 | 35,42 | 35,42 |
| Típico G (9) | MT | 23,76 | 22,49 | 22,49 |
| Típico H (10) | MT | 22,69 | 18,63 | 18,63 |

Notas:

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Para el cálculo de los Precios en Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico Pasco perteneciente a la Empresa de Distribución Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.
- (3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (4) S.E.B. Típico A: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos C, E, F, G y H siguientes.
- (5) S.E.B. Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos C, E, F, G y H siguientes.
- (6) S.E.B. Típico C: Sistema Aislado Pucallpa, perteneciente a la Empresa de Electricidad de Ucayali (Electro - Ucayali).
- (7) S.E.B. Típico E: Sistema Aislado Iquitos, perteneciente a la Empresa Electro - Oriente.
- (8) S.E.B. Típico F: Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) del departamento de Madre de Dios perteneciente a la Empresa Electro Sur Este S.A.
- (9) S.E.B. Típico G: Sistema Aislado de generación Moyobamba - Tarapoto - Bellavista, perteneciente a la Empresa Electro - Oriente.
- (10) S.E.B. Típico H: Sistema Aislado Bagua - Jaén.

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en \$/kWh-mes, determinado como el producto del Precio Básico

Artículo 107°. - Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

Artículo 215°. - El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107° de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra. Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125° del Reglamento, del bloque notario fuera de punta.

Artículo 52°. - Funciones del Consejo Directivo.

Son funciones del Consejo Directivo:

- 1) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición 3 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

sico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Artículo 47°, incisos f) y g) de la Ley.

PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S./kW-mes.

PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S./kW.h.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S./kW.h. PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor de Pérdidas Marginales de Energía. Artículo 47°, incisos d) y g) de la Ley¹⁰.

PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S./kW.h.

PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S./kW.h.

PCSPT : Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S./kW-mes

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S./kW.h.

Se define:

$$\begin{aligned} \text{PEBP} &= \text{PEMP} + \text{CPSEE} & (1) \\ \text{PEBF} &= \text{PEMF} + \text{CPSEE} & (2) \\ \text{PPB} &= \text{PPM} + \text{PCSPT} & (3) \end{aligned}$$

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

B) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

El Precio en Barra de la Energía en una Subestación de Central Generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la Energía de la Subestación con Precio en Barra definido entre el correspondiente Factor de Pérdida Marginal de Energía.

El Precio en Barra de la Potencia de Punta en una Subestación de Central Generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la Potencia de Punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el Factor de Pérdida Marginal de Potencia.

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le aplicará el mismo procedimiento.

Se define:

$$\begin{aligned} \text{PEBP1} &= \text{PEBPO} / \text{FPME} & (4) \\ \text{PEBF1} &= \text{PEBFO} / \text{FPME} & (5) \\ \text{PPB1} &= \text{PPB0} / \text{FPMP} & (6) \end{aligned}$$

Donde:

PEBPO : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBFO : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

Los Factores de Pérdidas Marginales (FPME y FPMP) se obtienen con las fórmulas indicadas en el numeral 2.

1.2 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Tarifas en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Energía (FPME), agregando a este producto el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE).

Se define:

$$\text{PEBP1} = \text{PEBPO} * \text{FPME} + \text{CBPSE} \quad (7)$$

$$\text{PEBF1} = \text{PEBFO} * \text{FPME} + \text{CBPSE} \quad (8)$$

Donde:

PEBPO : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBFO : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

Los cargos por transmisión (CPSEE y CBPSE) son aplicables en la formación de los Precios en Barra entre generador y distribuidor y se encuentran definidos en la Resolución N° 006-2001 P/CTE y sus modificatorias.

B) Tarifas en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP).

Se define:

$$\text{PPB1} = \text{PPB0} * \text{FPMP} \quad (9)$$

Donde:

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES POR TRANSMISIÓN

2.1 FACTOR DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA (FPME)

Se define:

2.1.1 Para todas las barras, excepto la S.E.B. Lima (Luz del Sur y Edelnor)

¹⁰ Artículo 47° - Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados;

f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.

g) En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente; Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

h) Estos factores serán iguales a 1,00 en la barra en que se fijen los precios básicos.

$$FPME = FPET * (1 + PEL/100 * L) \quad (10)$$

Donde:

- FPET : Factor de Pérdidas Marginales de Energía por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPET es igual a 1,0.
- PEL : Pérdidas Marginales de Energía por Transmisión, en %/km.
- L : Longitud de la línea de transmisión, en km.

2.1.2 Para la S.E.B. Lima (Luz del Sur y Edelnor)

El Factor de Pérdidas Marginales de Energía FPME se encuentra definido en la Resolución N° 006-2001 P/CTE y sus modificatorias.

2.2 FACTOR DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA (FPMP)

Se define:

2.2.1 Para todas las barras, excepto la S.E.B. Lima (Luz del Sur y Edelnor)

$$FPMP = FPPT * (1 + PPL/100 * L) \quad (11)$$

Donde:

- FPPT : Factor de Pérdidas Marginales de Potencia por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPPT es igual a 1,0.
- PPL : Pérdidas Marginales de Potencia por Transmisión, en %/km.

2.2.2 Para la S.E.B. Lima (Luz del Sur y Edelnor)

El Factor de Pérdidas Marginales de Potencia FPMP se encuentra definido en la Resolución N° 006-2001 P/CTE y sus modificatorias.

3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas del presente pliego, o sus reajustes de acuerdo a las Fórmulas de Actualización del Artículo Segundo, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Artículo Segundo.- Fijase las Fórmulas de Actualización de las Tarifas en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo Primero de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹¹, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo Primero de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

Los factores FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT y FACBPSE y sus correspondientes fórmulas de reajuste son los fijados en la Resolución N° 006-2001 P/CTE y sus modificatorias.

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

- PPM1 = PPM0 * FAPPM (1)
- FAPPM = a * FTC * FTA + b * FPM (2)
- FTC = TC / TCo (3)
- FTA = (1.0 + TA) / (1.0 + TAo) (4)
- FPM = IPM / IPMo (5)

| Sistema | a | b |
|---------|-------|-------|
| SEIN | 0,761 | 0,239 |

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados se utilizará el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM = FAPEM).

Donde:

- PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kW-mes.
- FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta
- FTC = Factor del Tipo de Cambio.
- FTA = Factor de la Tasa Arancelaria.
- FPM = Factor del Precio al Por Mayor.
- TC = Valor de referencia para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por el valor promedio para cobertura de importaciones (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de oferta y demanda - tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo = Tasa de Cambio inicial igual a S/. 3,484 por US Dólar.
- TA = Tasa Arancelaria vigente para la importación del equipo electromecánico de generación - transmisión.
- TAo = Tasa Arancelaria inicial igual a 12%.

Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al último día del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean publicadas.

- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 154,390705.

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP y PEMF)

- PEMP1 = PEMPO * FAPEM (6)
- PEMF1 = PEMFO * FAPEM (7)
- FAPEM = d * FTC * FTA + e * FD2 + f * FR6 + g * FPGN + s * FPM + cb * FCB (8)
- FD2 = PD2 / PD2o (9)
- FR6 = PR6 / PR6o (10)
- FPGN = PGN / PGNo (11)
- FCB = (0,3531 + 0,6469 * FOBCB / FOBCBo) * FTC (12)

| Sistema | d | e | f | g | s | cb |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| SEIN | 0,0979 | 0,0162 | 0,1479 | 0,6389 | 0,0000 | 0,0991 |
| Aislado A | 0,1065 | 0,6327 | 0,0000 | 0,0000 | 0,2608 | 0,0000 |
| Aislado B | 0,2410 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,7590 | 0,0000 |
| Aislado C | 0,2360 | 0,0000 | 0,5270 | 0,0000 | 0,2370 | 0,0000 |
| Aislado E | 0,2430 | 0,0000 | 0,5240 | 0,0000 | 0,2330 | 0,0000 |
| Aislado F | 0,0787 | 0,7306 | 0,0000 | 0,0000 | 0,1907 | 0,0000 |
| Aislado G | 0,2990 | 0,0000 | 0,2570 | 0,0000 | 0,4440 | 0,0000 |
| Aislado H | 0,2670 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,7330 | 0,0000 |

Donde:

- PEMPO = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S/./kW.h.
- PEMFO = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S/./kW.h.

¹¹ Artículo 46.- Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijados semestralmente por la Comisión de Tarifas de Energía y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año. Las tarifas solo podrán aplicarse previa su publicación en el Diario Oficial El Peruano y en un diario de mayor circulación.

- PEMPI = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- PEMF1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema.
- FD2 = Factor del precio del Petróleo Diesel N° 2.
- FR6 = Factor del precio del Petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor del precio del Gas Natural.
- FCB = Factor del Carbón Bituminoso.
- PD2 = Precio Neto del Petróleo Diesel N° 2 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PD2o = Precio inicial del Petróleo Diesel N° 2 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.
- PR6 = Precio Neto del Petróleo Residual N° 6 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.

| Sistema Eléctrico | Punto de Venta de Referencia (1) | Precio Inicial (S./Gln.) | |
|-------------------|----------------------------------|--------------------------|--------------------|
| | | Diesel N° 2 PD2o | Residual N° 6 PR6o |
| SEIN | Lima (2) | 3.08 | 2.35 |
| Aslado A y F | Lima (2) | 3.08 | 2.35 |
| Aslado C | Pucallpa | 3.81 | 2.98 |
| Aslado E y G | Iquitos | 3.76 | 3.03 |

Notas:

- (1) Plantas de venta de combustibles de Petróleos del Perú S.A.
- (2) Planta de venta Callao de Petróleos del Perú S.A.

- PGN = Precio Máximo de referencia del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en la Resolución Directoral N° 007-2001-EM/DGE del 09.04.01.
- PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,313 S./MMBtu.
- FOBCB = Precio Referencial FOB promedio anual del Carbón Bituminoso determinado como la media aritmética de las cinco fuentes de suministro (marcadores) que se indican a continuación; tomados de la publicación semanal "Coal Week International" publicada por "The McGraw-Hill Companies"; tabla "Current Team Coal Price", columna "Current Price Range", para las semanas correspondientes a los doce últimos meses, contados a partir del último mes con información disponible completa (el precio del mes es el promedio de las medias de los rangos publicados para las semanas que correspondan).
Si alguno de los precios tomados como marcador para el cálculo es descontinuado de la publicación, se tomará el último precio promedio de doce (12) meses con información disponible completa.
Los cinco marcadores son:

| Marcador | País | Puerto | PCS kcal/kg |
|----------|------------|-------------|-------------|
| 1 | INDONESIA | Kalimantan | 6 300 |
| 2 | INDONESIA | Kalimantan | 6 500 |
| 3 | CHINA | Qinhuangdao | 6 000 |
| 4 | AUSTRALIA1 | Glacstone | 6 500 |
| 5 | AUSTRALIA2 | Newcastle | 6 700 |

FOBCBo = Valor del FOBCB utilizado en los cálculos tarifarios. El Valor inicial es igual a 30,00 US\$/Ton, calculado con información del "Coal Week International" del período octubre 2000 - setiembre 2001.

Los factores FTC, FTA y FPM son los definidos en el numeral 1.1.

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT, FACBPSE) en cualquiera de los Sistemas Eléctricos se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Los Precios en Barra de la Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo Primero, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía a Nivel Generación (PEMP y PEMF).

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo Primero, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) y el Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPST).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El PGN y el FOBCB serán determinados por el OSINERG con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Artículo Tercero. - Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados empleando las fórmulas tarifarias del Artículo Primero de la presente Resolución.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo Cuarto. - Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y al OSINERG, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo Quinto. - El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo Segundo de la presente Resolución es aplicable a partir del 1 de noviembre del presente año.

Artículo Sexto. - Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

- 1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

| Bloque | ctm. S./kVARh |
|---------|---------------|
| Primero | 1.394 |
| Segundo | 2.647 |
| Tercero | 3.903 |

- 2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por los factores FTC y FTA definidos en el numeral 1.1 del Artículo Segundo de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo Séptimo. - Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Siste-

ma Aislado Promedio (formado por un 70% del Sistema Aislado Típico A y 30% del Sistema Aislado Típico B).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

FLT = PMSA / PMBEMT

Donde:

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S./kWh.

PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S./kWh.

Artículo Octavo.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Típico B.

Artículo Noveno.- Fijase el valor del Costo de Racionamiento en 87,10 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo Décimo.- Las Condiciones de Aplicación de las Tarifas en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

Artículo Décimo Primero.- Precísase que la regulación anual de los costos de transmisión previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento corresponde a lo dispuesto en la Resolución N° 006-2001 P/CTE y sus modificatorias.

Artículo Décimo Segundo.- Precísase que las tarifas de distribución a que se refiere el Artículo 44° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹² se encuentran reguladas mediante las Resoluciones OSINERG N° 1794-2001 y OSINERG N° 2120-2001.

Artículo Décimo Tercero.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1 de noviembre del año 2001.

Artículo Décimo Cuarto.- Derógase o déjase en suspenso las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo Décimo Quinto.- La presente Resolución y el Informe GART/GT N° 057-2001, como Anexo A, deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página WEB de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG: www.cte.org.pe

AMADEO PRADO BENÍTEZ
Presidente del Consejo Directivo

Informe GART/GT N° 057-2001

Fijación de Tarifas en Barra
Noviembre 2001 - Abril 2002

Lima, 26 de octubre del año 2001

CONTENIDO

1. Resumen

- 1.1 Proceso de Regulación Tarifaria
- 1.2 Aspectos Metodológicos
- 1.3 Resumen de Resultados
- 1.4 Comparación con la Propuesta del COES-SINAC
- 1.5 Comparación de las Variaciones de los Precios en Barra en el Sistema Interconectado
- 1.6 Sistemas Aislados

2. Proceso de Regulación Tarifaria

- 2.1 Propuesta del COES
- 2.2 Audiencia Pública
- 2.3 Observaciones a la Propuesta del COES-SINAC
- 2.4 Absolución de las Observaciones
- 2.5 Fijación de Tarifas en Barra

3. Precios Básicos de Potencia y Energía

- 3.1 Procedimientos de Cálculo
 - 3.1.1 Precio Básico de la Energía
 - 3.1.2 Precio Básico de la Potencia

3.2 Premisas y Resultados

- 3.2.1 Previsión de Demanda
- 3.2.2 Programa de Obras
- 3.2.3 Costos Variables de Operación (CVT)
- 3.2.4 Costo de Racionamiento
- 3.2.5 Precio Básico de la Potencia
- 3.2.6 Precio Básico de la Energía

4. Tarifas en Barra en Subestaciones Base

- 4.1 Tarifas Teóricas
- 4.2 Comparación con el Precio Promedio Ponderado de los Clientes Libres
- 4.3 Tarifas en Barra

5. Actualización de Precios

- 5.1 Actualización del Precio de la Energía
- 5.2 Actualización de los Precios de Potencia

6. Sistemas Aislados

- 6.1 Aislado Típico A. Generación a base de centrales Termoelectricas Diesel
- 6.2 Aislado Típico F. Sistema Aislado del Departamento de Madre de Dios

7. Anexo

1. Resumen

El siguiente informe presenta, al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), la propuesta para la fijación de Tarifas en Barra del período noviembre 2001 - abril 2002. Para su elaboración se han considerado los estudios presentados por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) de acuerdo con el Artículo 119° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, así como los estudios propios desarrollados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) sobre el particular.

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, fijan los principios y los procedimientos mediante los cuales se deben regular las tarifas de electricidad en el Perú.

¹² **Artículo 44°.** Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si estas 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 estos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados a nivel de la barra de la referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.

ANEXO I

RESOLUCIÓN OSINERG N° 2874-2001-OS/CD

(MODIFICATORIA DE RES. 2122-2001-OS/CD)

Modifican valores contenidos en tablas de la Res. N° 2122-2001-OS/CD en la parte correspondiente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 2874-2001-OS/CD**

Lima, 10 de diciembre de 2001

CONSIDERANDO:

Que, como consecuencia de los recursos de reconsideración interpuestos por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC") y por DUKE ENERGY INTERNATIONAL EGENOR S.A. (en adelante "EGENOR"), contra la Resolución OSINERG N° 2122-2001-OS/CD que aprobó las Tarifas en Barra del periodo noviembre 2001 - abril 2002, se han expedido las Resoluciones OSINERG N° 2872-2001-OS/CD y OSINERG N° 2873-2001-OS/CD, respectivamente;

Que, en el Artículo 3° de la Resolución OSINERG N° 2872-2001-OS/CD, que resolvió el recurso de reconsideración del COES-SINAC, se dispuso modificar las Tarifas en Barra de energía y sus fórmulas de reajuste correspondientes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional considerados en el literal A), numeral 1.1 del Artículo Primero y numeral 1.2 del Artículo Segundo de la Resolución OSINERG N° 2122-2001-OS/CD, como consecuencia de la modificación de la proyección de la demanda y de la exclusión de la central de Tarucani del plan de obras de generación;

Que, de la misma forma, en el Artículo 3° de la Resolución OSINERG N° 2873-2001-OS/CD, que resolvió el recurso de reconsideración de EGENOR, se dispuso modificar las Tarifas en Barra de energía y sus fórmulas de reajuste correspondientes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional considerados en el literal A), numeral 1.1 del Artículo Primero y numeral 1.2 del Artículo Segundo de la Resolución OSINERG N° 2122-2001-OS/CD, como consecuencia de la exclusión de la central de Tarucani del plan de obras de generación;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión

Privada en los Servicios Públicos, el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus modificatorias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modificar los valores contenidos en la tabla del literal A), del numeral 1.1 del Artículo Primero, columnas PEMP (ctm. S./kW.h) y PEMF (ctm. S./kW.h) en la parte correspondiente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), en la siguiente forma:

| Subestaciones Base | Tensión kV | PEMP ctm. S./kW.h | PEMF ctm. S./kW.h |
|--------------------|------------|-------------------|-------------------|
| Talara | 220 | 11,93 | 8,91 |
| Piura Oeste | 220 | 12,13 | 9,04 |
| Chiclayo Oeste | 220 | 11,96 | 8,92 |
| Guadalupe | 220 | 11,98 | 8,93 |
| Guadalupe | 60 | 11,97 | 8,93 |
| Trujillo Norte | 220 | 12,01 | 8,91 |
| Chimbote 1 | 220 | 11,90 | 8,82 |
| Paramonga | 220 | 12,00 | 8,74 |
| Huacho | 220 | 12,04 | 8,74 |
| Zapallal | 220 | 12,03 | 8,68 |
| Ventanilla | 220 | 12,06 | 8,71 |
| Lima (1) | 220 | 12,04 | 8,71 |
| Independencia | 220 | 11,75 | 8,57 |
| Ica | 220 | 11,82 | 8,62 |
| Marcona | 220 | 11,96 | 8,71 |
| Mantaro | 220 | 11,40 | 8,32 |
| Huayucachi | 220 | 11,57 | 8,41 |
| Pachachaca | 220 | 11,68 | 8,52 |
| Huancavelica | 220 | 11,50 | 8,39 |
| Callahuanca | 220 | 11,82 | 8,59 |
| Cajamarquilla | 220 | 11,98 | 8,68 |
| Huallanca | 138 | 11,41 | 8,50 |
| Vizcarra | 220 | 11,95 | 8,72 |
| Tingo Maria | 220 | 11,79 | 8,64 |
| Tingo Maria | 138 | 11,82 | 8,66 |
| Huánuco | 138 | 11,84 | 8,66 |
| Paragsha II | 138 | 11,77 | 8,58 |



REQUISITOS PARA PUBLICACION DE NORMAS LEGALES

Se comunica al Congreso de la República, Poder Judicial, Ministerios, Organismos Autónomos, Organismos Descentralizados, CTAR y Municipalidades que, para efecto de publicar sus dispositivos en la Separata de Normas Legales, deberán tener en cuenta lo siguiente:

- 1.- Las normas por publicar se recibirán en la Dirección del Diario Oficial en el horario de 10.30 a.m. a 5.00 p.m. de lunes a viernes.
- 2.- Si las normas que ingresaran al Diario, en suma, tuvieran una extensión mayor de tres (3) páginas de texto, se requerirá la presentación adjunta de diskette.
- 3.- Cualquiera sea la cantidad de páginas, si las normas contuvieran tablas o cuadros, éstas deberán venir en diskette y trabajados en Excel una línea por celda sin justificar y, si contuvieran gráficos, éstos deberán ser presentados en formato EPS o TIF a 600 DPI y en escala de grises.

LA DIRECCIÓN

| Subestaciones Base | Tension kV | PEMP ctm. SJ/kw.h | PEMF ctm. SJ/kw.h |
|--------------------|------------|-------------------|-------------------|
| Oroya Nueva | 220 | 11,72 | 8,53 |
| Oroya Nueva (2) | 50 | 11,69 | 8,54 |
| Carhuamayo | 138 | 11,67 | 8,52 |
| Canpa | 138 | 11,74 | 8,55 |
| Machupicchu | 138 | 9,78 | 7,24 |
| Cachmayo | 138 | 10,12 | 7,49 |
| Cusco (3) | 138 | 10,16 | 7,52 |
| Combapata | 138 | 10,52 | 7,80 |
| Tintaya | 138 | 10,91 | 8,12 |
| Ayavin | 138 | 10,71 | 8,01 |
| Azángaro | 138 | 10,59 | 7,90 |
| Juliaca | 138 | 10,97 | 8,13 |
| Puno | 138 | 11,18 | 8,24 |
| Puno | 220 | 11,19 | 8,25 |
| Callalli | 138 | 11,04 | 8,21 |
| Santuario | 138 | 11,18 | 8,29 |
| Socabaya | 138 | 11,26 | 8,33 |
| Socabaya | 220 | 11,29 | 8,32 |
| Cerro Verde | 138 | 11,29 | 8,36 |
| Repartición | 138 | 11,31 | 8,37 |
| Mollendo | 138 | 11,33 | 8,37 |
| Montalvo | 220 | 11,28 | 8,32 |
| Montalvo | 138 | 11,29 | 8,33 |
| Tocapala | 138 | 11,22 | 8,30 |
| Ancota | 138 | 11,17 | 8,28 |
| Ancota | 66 | 11,14 | 8,28 |
| Tacna | 220 | 11,32 | 8,33 |
| Tacna | 66 | 11,36 | 8,32 |

Artículo 2°.- Modificar los valores contenidos en la primera tabla del numeral 1.2 del Artículo Segundo, columnas "d", "e", "f", "g", "s" y "cb", en la parte correspondiente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), en la siguiente forma:

| Sistema | d | e | f | g | s | cb |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| SEIN | 0,0975 | 0,0208 | 0,1565 | 0,6329 | 0,0000 | 0,0923 |

Artículo 3°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página WEB de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG: www.cte.org.pe.

AMADEO PRADO BENÍTEZ
Presidente del Consejo Directivo

36097

Aprueban modificaciones del Plan de Adquisiciones y Contrataciones del SENAMHI para el año 2001

OFICINA DE ABASTECIMIENTO
Y SERVICIOS AUXILIARES

RESOLUCIÓN JEFATURAL
N° 0196-SENAMHI-JSS-OGA-OAS/2001

Lima, 30 de noviembre de 2001

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 7° del Texto Único Ordenado de la Ley de Adquisiciones y Contrataciones del Estado, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2001-PCM establece que cada entidad elaborará un Plan Anual de Adquisiciones y Contrataciones, el mismo que deberá ser aprobado por la máxima autoridad administrativa de la Entidad;

Que, mediante Resolución Jefatural N° 0289-SENAMHI-OGA-OAS/2000 de fecha 28 de diciembre del 2000, se aprobó el Plan Anual de Adquisiciones y Contrataciones del SENAMHI para el año 2001;

Que, es necesario modificar el citado Plan Anual, incorporando al mismo la construcción de obras, nuevas adquisiciones y modificando algunas, como Repuestos y Componentes para Instrumental Hidrometeorológico y Equipamiento Hidrometeorológico, en menor cantidad a la prevista con anterioridad, entre otros;

De conformidad a lo dispuesto por el Artículo 7° del Reglamento de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2001-PCM; con la visación del Director Técnico, la Directora de la Oficina General de Administración, el Director de la Oficina de Abastecimientos y Servicios Auxiliares y el Director de la Oficina de Asesoría Jurídica del SENAMHI;

SE RESUELVE:

Artículo Primero.- Aprobar las modificaciones del Plan de Adquisiciones y Contrataciones del SENAMHI para el año 2001, según el anexo adjunto las mismas que forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo Segundo.- Disponer que el Plan Anual de Adquisiciones y Contrataciones modificado, sea puesto a disposición del público, de conformidad a lo señalado en el Artículo 7° del Reglamento de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2001-PCM.

Artículo Tercero.- Disponer la publicación y remisión de la presente Resolución al Consejo Superior de Contrataciones y Adquisiciones del Estado - CONSUCODE y a la Comisión de Promoción de la Pequeña y Micro Empresa - PROMPYME, en un plazo no mayor de diez (10) días hábiles.

Regístrese, comuníquese y archívese.

GUSTAVO EBERMANN TREMOLADA
Jefe del SENAMHI

36081

GOBIERNOS LOCALES

FE DE ERRATAS

ORDENANZA N° 027-2001-MDSM

Mediante Oficio N° 266-2001-SG/MDSM la Municipalidad Distrital de San Miguel solicita se publique Fe de Erratas de la Ordenanza N° 027-2001-MDSM, publicada en nuestra edición del 28 de noviembre de 2001, página 213178.

En la Nomenclatura de Infracciones Municipales:

DICE:

| | | |
|-------|--|--------------|
| (...) | | |
| 301 | Por apertura de establecimiento sin tener autorización Municipal | 40% Clausura |
| (...) | | |
| 311 | Por permitir la alteración del orden público, la moral, buenas costumbres y la tranquilidad del vecindario | 20% |
| (...) | | |
| 510 | Por no encontrarse los baños en mal estado y antihigiénicos | 10% |

DEBE DECIR:

| | | |
|-------|--|--------------|
| (...) | | |
| 301 | Por apertura de establecimiento sin tener autorización Municipal | 50% Clausura |
| (...) | | |
| 311 | Por permitir la alteración del orden público, la moral, buenas costumbres y la tranquilidad del vecindario | 20% Clausura |
| (...) | | |
| 510 | Por encontrarse los baños en mal estado y antihigiénicos | 10% |

36083

ANEXO J

RESOLUCIÓN OSINERG N° 3079-2001-OS/CD

(MODIFICATORIA DE RES. 006-2001 P/CTE)

US\$ 1 236 288 de cada una de las celdas en Cajamarquilla sería casi el doble del valor de la mayoría de las celdas del SST Mantaro - Lima...."

Efectivamente, como se muestra en el Cuadro N° 3.2 del Informe GART/GT N° 062-2001 donde se detalla la estructura de costos de celdas de líneas de transmisión, las celdas en la subestación eléctrica Cajamarquilla tienen Costos de Inversión casi del doble que los de las otras celdas consideradas; sin embargo, es necesario aclarar que esto se debe a que el total del Costo de Inversión de una celda se determina mediante la suma del costo básico de los elementos que la componen y de una parte de los demás costos de la subestación (costos comunes, servicios auxiliares, y sistemas de acoplamiento) que se distribuyen entre todas las celdas que componen la subestación, en proporción al costo básico.

Dado que las subestaciones son diferentes entre sí, la incidencia que tienen los demás costos de la subestación sobre el Costo de Inversión de cada celda pueden variar de manera significativa entre subestaciones. Esto se acentúa en el caso que se compare subestaciones que poseen gran diferencia en el número de celdas. Por ejemplo, la subestación eléctrica Callahuana que tiene 14 celdas y la subestación eléctrica Cajamarquilla que tiene sólo 4 celdas tienen costos por celdas que varían entre 771.7 y 1 236.3 miles US\$, respectivamente. Debe notarse que los costos básicos de las mismas celdas son montos parecidos, lo que hace la gran diferencia es la asignación de los demás costos, los cuales se deben distribuir entre diferente número de celdas.

Por lo tanto, no existe razón para modificar los montos de compensaciones fijados en la Resolución OSINERG N° 2128-2001-OS/CD.

B.2 - CORRECCION DE TEXTO EN EL CUADRO DE COMPENSACIONES

Respecto al pedido de ELECTROPERÚ de cambiar el texto de "Celdas de Salida L-2015 (L.T. Cajamarquilla - Chavarria)" por "Celda de Salida L-2015 (L.T. Cajamarquilla - Chavarria)" debe ser atendido.

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus modificatorias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar fundado en parte el Recurso de Reconsideración interpuesto por Electricidad del Perú S.A., contra la Resolución OSINERG N° 2128-2001-OS/CD, en lo que se refiere al apartado A.2 de la parte considerativa de la presente Resolución, debiendo cambiarse el texto de "Celdas de Salida L-2015 (L.T. Cajamarquilla - Chavarria)" por "Celda de Salida L-2015 (L.T. Cajamarquilla - Chavarria)".

Artículo 2°.- Declarar infundado en todos sus demás extremos el Recurso de Reconsideración interpuesto por Electricidad del Perú S.A., contra la Resolución OSINERG N° 2128-2001-OS/CD, por los argumentos expuestos en la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 3°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página WEB de OSINERG.

AMADEO PRADO BENITEZ
Presidente del Consejo Directivo

36777

Modifican resolución que fijó tarifas en barra para suministros a que se refiere el Art. 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas, tarifas de transmisión y sus fórmulas de actualización

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 3079-2001-OS/CD

Lima, 21 de diciembre de 2001

VISTOS:

El Informe Técnico GART/GT N° 060-2001 de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") y el Informe AL-DC-155-2001 de Asesoría Legal externa.

CONSIDERANDO:

A.- SOLICITUDES DE LOS AGENTES INTERESADOS

Mediante Oficio de fecha 28 de junio de 2001, EDEGEL S.A.A. en adelante "EDEGEL" ha solicitado al OSINERG se sirva indicar cuál es la descomposición del Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte (CBPSL), correspondiente a las líneas de transmisión 138kV, L-106 y L-107, entre las subestaciones Chimbote 1 y Chimbote 2; en lo que se refiere a las celdas y líneas en forma separada. En dicho documento EDEGEL señala que las celdas de salida en la subestación Chimbote 1 pertenecen a la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. (en adelante "ETECEN"), las líneas pertenecen a la Empresa Duke Energy International EGENOR S.A. (en adelante "EGENOR") y las celdas de llegada en la subestación Chimbote 2 pertenecen a la empresa de distribución HIDRANDINA; y que el cargo CBPSL fijado por la ex Comisión de Tarifas de Energía (en adelante "CTE"), en la Resolución N° 006-2001 P/CTE, incluye a todo el conjunto de instalaciones sin discriminar entre los elementos de diferentes propietarios.

ETECEN, mediante Oficio D-936-2001 del 3 de julio de 2001, solicita que OSINERG emita una resolución complementaria para la determinación de las compensaciones de la transmisión secundaria que contemplen separadamente los cargos para sus respectivas celdas.

Con fecha 24 de agosto de 2001 y mediante Oficio D-1236-2001, ETECEN ha solicitado la determinación de las compensaciones de transmisión por el uso de celdas de líneas en 60 kV ubicadas en las subestaciones Independencia, Ica y Marcona. Al respecto, considerando que los cargos de peaje secundario correspondientes al mercado regulado, para las líneas y transformadores con sus celdas de conexión asociadas, ya han sido fijados por la CTE a través de la Resolución N° 006-2001 P/CTE del 11 de abril de 2001, se requiere que el OSINERG especifique explícitamente los cargos en forma separada.

B.- ANÁLISIS DE OSINERG

A fin de resolver las discrepancias suscitadas entre los agentes propietarios de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, con relación a los Cargos Base CBPST y CBPSL, se ha visto que resulta necesario publicar los referidos cargos fijados a través de la Resolución N° 006-2001 P/CTE en forma separada. Es decir, en el caso del CBPST, por medio del cargo correspondiente a cada una de las celdas de conexión y el que corresponde al transformador para cada uno de los niveles de transformación: de Muy Alta Tensión a Alta Tensión (en adelante "MAT/AT"), de Alta Tensión a Media Tensión (en adelante "AT/MT") y de Muy Alta Tensión a Media Tensión (en adelante "MAT/MT"). En el caso del CBPSL, por medio del cargo correspondiente a cada una de las celdas de conexión y el que corresponde a la línea de transporte para cada uno de los niveles de tensión: 220 kV, 138 kV y AT.

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus modificatorias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modifíquese el Acápite C.1) del numeral 1.2 del Artículo Primero de la Resolución N° 006-2001 P/CTE como sigue:

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Artículos 8, 43, 44 y 73 de la Ley de Concesiones Eléctricas, según Decreto Ley 25844.
- [2] Tarifas en Barra y Fórmulas de Actualización para suministros, según Resolución de la Comisión de Tarifas Eléctricas N° 008-98-P/CTE, publicado en el diario el Peruano el 15 de abril de 1998.
- [3] Tarifas en Barra para suministros a que se refiere el Art. 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas, tarifas de transmisión y sus fórmulas de actualización, según Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 006-2001 P/CTE, publicado en el diario el Peruano el 12 de abril de 2001.
- [4] Procedimiento para Aplicación de los cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libre, según Resolución OSINERG N° 1089-2001-OS/CD, publicado en el diario el Peruano el 9 de julio de 2001.
- [5] Tarifas en Barra para suministros a que se refiere el Art. 43°, Inc. C) de la Ley de Concesiones Eléctricas efectuadas desde diversas subestaciones y sus fórmulas de actualización, según Resolución OSINERG N° 2122-2001-OS/CD, publicado en el diario el Peruano el 30 de octubre de 2001.

- [6] Resolución OSINERG 2874-2001-OS/CD, publicado en el diario el Peruano el 11 de diciembre de 2001, donde indica la modificación de los valores contenidos en tablas de la Resolución OSINERG N° 2122-OS/CD en la parte correspondiente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- [7] Resolución Osinerg N° 3079-2001-OS/CD, publicado en el diario el Peruano el 22 de diciembre de 2001, donde indica la modificatoria de los acápites C.1) y C.2) del numeral 1.2 del Artículo Primero y el Artículo Décimo Tercero de la Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 006-2001 P/CTE
- [8] Boletín Anual del Mercado Libre, publicado por el OSINERG.
- [9] Reporte Estadístico del Mercado Libre, publicado por el OSINERG. (InfOsinerg).
- [10] Boletín Mensual de Operación del Sector Eléctrico de OSINERG.
- [11] Anuarios Estadísticos del Osinerg.
- [12] Página Web www.cte.org.pe de la Comisión de Tarifas de Energía, CTE.