

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



**NUEVO PROCEDIMIENTO DE VALORIZACION DE ENERGIA  
REACTIVA PARA EL COES SINAC**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

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

**PRESENTADO POR:**

**DAVID FELIX GUTIERREZ SANCHEZ**

**PROMOCIÓN**

**2001-I**

**LIMA – PERÚ**

**2007**

**NUEVO PROCEDIMIENTO DE VALORIZACION DE  
ENERGIA REACTIVA PARA EL COES SINAC**

## **AGRADECIMIENTO**

Este trabajo está dedicado a:

Hilda Sánchez Mitacc en reconocimiento a su sacrificio  
y ejemplo.

A aquellas personas que me apoyaron y me animaron.

## **SUMARIO**

Siendo de vital importancia para el funcionamiento del SEIN la energía reactiva, ésta debe ser valorizada ó cuantificada para su reconocimiento a los agentes que la producen o que la absorben, dependiendo de las necesidades del SEIN.

Por tanto, el presente trabajo tiene por objeto mostrar la propuesta de un nuevo Procedimiento de Valorización de Transferencia de Energía Reactiva entre integrantes del COES SINAC, como una forma de mitigar los problemas presentes en cuanto a provisión y administración de reactivos en el SEIN.

En ese sentido, se muestra que una adecuada administración de reactivos reporta beneficios para un sistema, entre los cuales se puede mencionar: mejor perfil de tensiones en barras, disminución de las pérdidas de potencia activa, disminución de generación de potencia reactiva y mejor utilización de las curvas de capacidad de las máquinas síncronas del sistema.

## INDICE

### CAPITULO I

#### INTRODUCCIÓN

1.1	Antecedentes .....	3
1.2	Objetivo del informe .....	4
1.3	Alcances .....	4
1.4	Metodología .....	5

### CAPITULO II

#### FUNDAMENTO TEORICO

2.1	Circuitos de corriente alterna .....	7
2.2	Importancia de la potencia reactiva .....	11
2.3	Productores y consumidores de potencia reactiva .....	12
2.3.1	Generadores síncronos .....	13
2.3.2	Compensadores síncronos .....	13
2.3.3	Equipos Fijos de Compensación Reactiva.....	14
2.3.4	Compensadores de Compensación Reactiva Controlables.....	15
2.3.5	Compensación mediante transformadores con tomas regulables bajo carga .....	16
2.3.6	Líneas y cables de transmisión .....	16
2.3.7	Conclusiones .....	16

### CAPITULO III

#### NECESIDAD DE VALORIZAR LA ENERGÍA REACTIVA

3.1	Introducción .....	18
3.2	Costos de generación .....	18
3.2.1	Costos Fijos .....	18
3.2.2	Costos por Reducción de Eficiencia .....	19
3.2.3	Costos de oportunidad .....	19

	VII
3.3	Costos de la energía y potencia reactiva en el SEIN..... 21
3.4	Determinación del precio de la potencia reactiva ..... 23
3.5	Conclusiones ..... 25

## **CAPITULO IV**

### **NORMATIVIDAD VIGENTE**

4.1	Introducción..... 26
4.2	Reconocimiento de la potencia reactiva ..... 27
4.3	Regulación a nivel principal y nivel secundario ..... 28
4.4	Resoluciones de OSINERG GART ..... 28
4.5	Procedimientos del COES SINAC ..... 29
4.5.1	Procedimiento N° 11 ..... 30
4.5.2	Procedimiento N° 15 ..... 32

## **CAPITULO V**

### **TRATAMIENTO DE LA ENERGÍA REACTIVA EN OTROS MERCADOS**

5.1	PJM ..... 34
5.2	California ..... 35
5.3	Inglaterra y Gales ..... 36
5.4	Suecia ..... 38
5.5	Argentina ..... 38
5.6	España..... 40
5.7	Chile ..... 41

## **CAPITULO VI**

### **PROCEDIMIENTO VIGENTE DE VALORIZACION DE ENERGIA REACTIVA EN EL COES**

6.1	Introducción ..... 43
6.2	Aplicación del actual procedimiento del COES para la Valorización de la Energía Reactiva para un mes determinado ..... 43
6.2.1	Premisas y consideraciones para el cálculo de las valorizaciones ..... 43
6.2.2	Conceptos que se manejan ..... 44
6.2.3	Facturación por exceso de energía reactiva (FER) ..... 44
6.2.4	Anualidad del equipamiento de compensación reactiva (ST)..... 45

6.2.5	Energía reactiva aportada por los generadores en los periodos de punta reactivo (Si) .....	45
6.2.6	El fondo de compensación reactiva (FCR) .....	49
6.3	Puntos de entrega de energía reactiva .....	53
6.4	Resultados .....	57

## **CAPITULO VII**

### **MODELAMIENTO Y APLICACIÓN DE OPF DEL SEIN**

7.1	Introducción .....	61
7.2	Características de las curvas de demanda .....	61
7.3	Descripción del OPF .....	62
7.3.1	Antecedentes .....	62
7.3.2	Función objetivo y significado de los multiplicadores de potencia reactiva.....	63
7.3.3	Calculo de los multiplicadores de Lagrange .....	63
7.4	Metodología general a aplicarse en el SEIN.....	64
7.5	Características principales de los escenarios .....	66
7.6	Costos variables de producción .....	67
7.7	Ejemplo de cálculo de la función objetivo del OPF .....	68
7.8	Subdivisión zonal propuesta para el SEIN.....	69
7.9	Escenarios de operación considerados .....	71
7.9.1	Análisis del escenario Estiaje Máxima Demanda 2003 (ES03MX).....	71
7.9.2	Análisis del escenario Avenida Máxima Demanda 2004 (AV04MX).....	74
7.9.3	Análisis del escenario Avenida Media Demanda 2004 (AV04MX) .....	77
7.9.4	Análisis del escenario Avenida Mínima Demanda 2004 (AV04MX) .....	80

## **CAPITULO VIII**

### **REQUISITOS PARA SER CONSIDERADO EN LAS VALORIZACIONES DE ENERGIA REACTIVA EN EL COES**

8.1	Aspectos generales .....	84
8.2	Niveles de control de la tensión .....	85
8.3	Generación y absorción de reactivos a través de maquinas rotativas.....	86

8.4	Generación y absorción de reactivos a través del sistema de transmisión.....	IX 86
8.5	Generación y absorción de reactivos a través de equipos estáticos .....	86

## **CAPITULO IX**

### **PROPUESTA DE UN NUEVO PROCEDIMIENTO DE VALORIZACION DE ENERGIA REACTIVA**

9.1	Hipótesis .....	87
9.2	Tratamiento general del problema .....	87
9.3	Reactivos dinámicos .....	88
9.3.1	Remuneración del reactivo inductivo inyectado fuera de banda .....	91
9.3.2	Remuneración del reactivo capacitivo adsorbido fuera de banda .....	92
9.3.3	Sanciones por incumplimiento de banda .....	92
9.3.4	División zonal del sistema en función del intercambio de reactivo.....	93
9.3.5	Multiplicadores zonales .....	94
9.3.6	Valor zonal de la energía reactiva inductiva .....	95
9.4	Cómo valorizar los Reactivos Estáticos .....	95
9.5	Compensaciones de los consumos de energía reactiva por las demandas .....	95
9.6	Propuesta de Procedimiento Técnico de transferencia de Energía reactiva .....	96
9.7	Ejercicio de aplicación del procedimiento propuesto .....	103
	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>108</b>

## **ANEXOS**

**ANEXO A:** Procedimiento técnico N° 11 del COES SINAC: "Reconocimiento de costos por regulación de tensión en barras del SEIN".

**ANEXO B:** Procedimiento técnico N° 15 del COES SINAC: "Valorización de las transferencias de energía reactiva entre integrantes".



**ANEXO C:** Resolución del OSINERG-GART: "Resolución N° 015-95  
P/CTE y sus modificaciones"

**ANEXO D:** Resolución del OSINERG-GART: "Resolución N° 023-97  
P/CTE y sus modificaciones"

**ANEXO E:** Resolución del OSINERG-GART: "Resolución N° 006-2001  
P/CTE y sus modificaciones"

**ANEXO F:** Resolución del OSINERG-GART: "Resolución N° 1089-2001:  
Aplicación de los cargos por transmisión y distribución  
a clientes libres"

## **BIBLIOGRAFÍA**

## PROLOGO

El presente trabajo pretende tener por objetivo introducir una nueva metodología de valorización de las transferencias de energía reactiva entre las empresas integrantes del COES SINAC. Dichas transferencias se en periodos mensuales, desde que se crearon los COES de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas.

Con la nueva metodología se hará una mejor administración de los reactivos existentes en el SEIN y por tanto un mejor reconocimiento económico tanto a los agentes productores, como a los consumidores de potencia reactiva en los nodos del SEIN.

Ya que recordemos que una sobreproducción de reactivos es perjudicial para el sistema así como su carencia también tienen consecuencias directas sobre la tensión en los nodos.

Es importante mencionar que en el presente trabajo, también se dan las nuevas pautas y exigencias en cuanto a la potencia reactiva para su ingreso al SEIN de las nuevas instalaciones.

En ese sentido los alcances del presente trabajo son:

En el capítulo I se trata sobre el objetivo, los alcances y la metodología.

Luego, el capítulo II resume los fundamentos teóricos y los conceptos que están relacionados con la energía y la potencia reactivas.

En el capítulo III se discute sobre los costos que intervienen para brindar el servicio de soporte de reactivos en el sistema.

El capítulo IV esta referido a la normatividad sobre la potencia y energía reactiva en el mercado eléctrico peruano. Se analiza la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y las Resoluciones del OSINERG-GART, así como los procedimientos del COES SINAC sobre la materia.

El capítulo V muestra el tratamiento que se le da a la potencia y energía reactiva en algunos mercados internacionales, tanto en el aspecto operativo, como en el normativo.

En el capítulo VI se analiza el procedimiento vigente de valorización de la Energía Reactiva en el COES SINAC. Para el cálculo de dicha valorización de la energía reactiva, se ha considerado la información correspondiente a la operación del SEIN en el mes de agosto de 2006.

El capítulo VII comprende el modelamiento y la aplicación del Flujo de Potencia Óptimo (OPF) a la operación del SEIN. Para el desarrollo del nuevo procedimiento, se ha aplicado los resultados del OPF para diferentes escenarios o puntos de operación del SEIN, con la finalidad de determinar los factores zonales de energía reactiva.

El capítulo VIII trata sobre las condiciones o exigencias asociadas a la potencia reactiva, que deben satisfacer las nuevas centrales de generación, los nuevos enlaces de transmisión y las nuevas cargas que van a incorporarse al SEIN.

El capítulo IX presenta la metodología del "Nuevo Procedimiento de Valorización de Energía Reactiva en el COES SINAC" propuesto.

# **CAPITULO I**

## **NUEVO PROCEDIMIENTO DE VALORIZACION DE ENERGIA REACTIVA PARA EL COES SINAC**

### **Introducción**

Actualmente el sistema eléctrico peruano ha experimentado un notable crecimiento debido a las interconexiones y a la incorporación de nuevas instalaciones. Primero se produjo la interconexión del Sistema Interconectados Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS), conformando lo que hoy se conoce como el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). También se tiene una línea de transmisión para alimentar en forma radial a la carga de Machala en el sur del Ecuador, cuando este país lo solicite. Obviamente al operar un sistema grande los problemas operativos también son mayores.

Debido a su topología, el SEIN adolece de problemas de tensión en muchas zonas. Una de las formas de mitigar este problema es utilizando una adecuada administración de los reactivos disponibles en el sistema.

### **1.1 Antecedentes**

Siendo de vital importancia para el funcionamiento del sistema la energía reactiva, ésta debe ser valorizada ó cuantificada para su reconocimiento a los agentes que la producen o que la absorben, dependiendo de las necesidades de la SEIN. Asimismo, este reconocimiento económico a los agentes debe ser capaz de alentar la inversión en nuevos equipos de compensación reactiva en el SEIN.

En ese sentido, una buena administración de reactivos reporta los siguientes beneficios para un sistema:

- Un mejor perfil de tensiones en barras.
- Disminución de las pérdidas de potencia activa.
- Disminución de generación de potencia reactiva.
- Mejor utilización de las curvas de Capacidad.

## **1.2 Objetivo del informe**

El presente trabajo tiene por objeto mostrar la propuesta de una nueva metodología de cálculo de la valorización de las transferencias de energía reactiva entre integrantes del COES SINAC, como una forma de mitigar los problemas presentes en cuanto a provisión y administración de reactivos en el SEIN.

## **1.3 Alcances**

La energía reactiva reconocida en el actual procedimiento de energía reactiva del COES SINAC sigue el criterio de valorizar el precio básico de la energía reactiva en base a los costos de capital de los equipos estáticos de compensación reactiva, así como también reconoce el aporte de reactivos al sistema por parte de las unidades que ingresan con la finalidad de regular tensión. Considera también los aportes de las empresas generadoras por concepto de facturación por exceso de consumo de energía reactiva (FER) establecidos en la Resolución 015-95 P/CTE del OSINERG-GART y el fondo de compensación de Compensación Reactiva del COES (FCR) que viene a ser el saldo resultante de los montos por concepto FER, mas los montos pagados a los generadores y transmisores.

Sin embargo no considera, ni discrimina las fuentes de reactivos del sistema ni las responsabilidades de las participantes.

También cabe señalar que los problemas de reactivos están relacionados con la expansión de la red de transmisión y como actualmente es parte del problema, también será parte de la solución en el futuro. Por lo tanto, dado que actualmente no hay un plan de expansión de la red de transmisión a nivel del SEIN, la presente actualización del procedimiento será una forma de solucionar el problema presente sobre el tratamiento de los reactivos en el SEIN.

En los últimos años los modelos de mercados eléctricos han sufrido cambios sustanciales, pasando de un sistema regulado basado en una estructura vertical (en manos del estado) a otra de un sistema desregulado y descentralizado (participación de privados) basado en el libre acceso a los mercados (Open Access Markets) dando como resultado una mayor competencia entre mercados.

Es decir cualquier operador, mediante el respectivo pago, puede hacer uso de las instalaciones de transmisión y distribución de los concesionarios, teniendo como única restricción su capacidad operativa [1].

Sin embargo, la problemática del libre acceso tiene una serie de complicaciones, debido a los comportamientos estratégicos de los agentes.

#### **1.4 Metodología**

Sobre la base de esta premisa es necesario analizar las metodologías para el cálculo del pago por el servicio eléctrico dentro de este ambiente competitivo y asegurar la viabilidad técnica y económica de los sistemas eléctricos de energía (SEE).

Un mayor esfuerzo ha sido encaminado para desarrollar metodología más apropiadas para determinar la remuneración por la generación de la potencia activa de los generadores. A pesar de que las inversiones en la generación y los costos de combustible representan los costos más importantes del sistema, existen otros servicios con costos menores dentro de la generación que deben ser realizados para mantener la confiabilidad del sistema y conseguir los niveles requeridos de seguridad. Estos servicios son los denominados servicios auxiliares. El North American Electric Reliability Council (NERC) define a los servicios auxiliares como servicios necesarios que afectan la transferencia de electricidad entre los agentes vendedores.

En algunos Sistemas Eléctricos de Energía (SEE) las empresas generadoras consideran que para mantener los niveles de tensión del sistema dentro de valores aceptables, están obligadas a operar en situaciones fuera del despacho económico óptimo. Ello debido a que el sistema de potencia necesita operar unidades térmicas más caras a pesar de contar con suficiente generación hidráulica que se encuentran más próximas a los grandes consumidores.

El presente trabajo comprende la nueva propuesta para el tratamiento de la valorización de la energía reactiva entre integrantes del COES SINAC, como una actualización del actual procedimiento N° 15.

Esta actualización comprende:

- Situación de la normatividad vigente respecto a la potencia y energía reactiva y el tratamiento en otros mercados internacionales.
- Problemas de la operación en cuanto a regulación de la tensión y administración de reactivos en el SEIN.
- Estudio de las fuentes de reactivos y su impacto.
- Costos incurridos en la producción y absorción de energía reactiva en el SEIN.
- Resultados de la aplicación del Flujo de Potencia Optimo (OPF) para la determinación de los multiplicadores de zona o multiplicadores de Lagrange.
- División zonal del SEIN para la valorización de los reactivos por zonas.
- Requisitos para el ingreso de nuevas unidades de generación y enlaces de transmisión en el SEIN.
- Valorización de la energía reactiva en el COES SINAC aplicando la nueva metodología para un determinado mes del año, tomando como premisas de cálculo el carácter zonal de la energía reactiva y la discriminación de costos de reactivos en función de las fuentes que las producen.

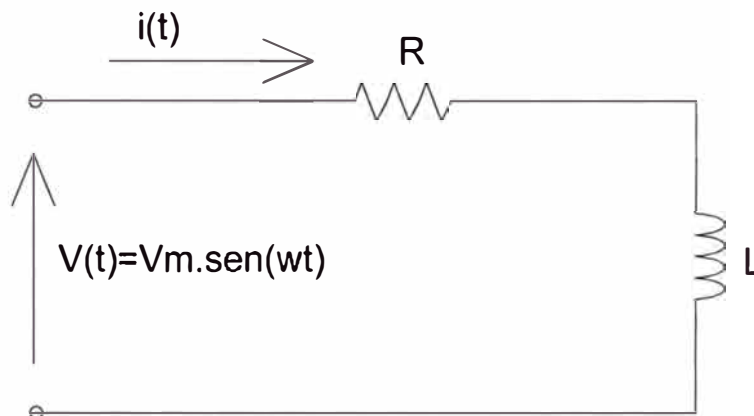
## CAPITULO II FUNDAMENTO TEORICO

### 2.1 Circuitos de Corriente Alterna

Las redes eléctricas están constituidas por impedancias, las cuales pueden tener parte inductiva, capacitiva o una combinación de ambos.

Ambas propiedades de la materia ofrecen resistencia al paso de la corriente eléctrica en el caso de la resistencia se produce el fenómeno llamado efecto Joule. En el caso del inductor es capaz de almacenar la energía en el campo magnético y en el caso de la capacitancia ésta puede almacenar energía en el campo eléctrico presente.

Para la explicación se va a considerar el circuito R-L de la Fig. 2.1



**Fig. 2.1** Circuito R-L

Considerando que la fuente de energía es alterna tiene la forma de:

$$v(t) = V_m \text{sen}(\omega t) \dots \dots \dots (2.1)$$

La potencia entregada por la fuente al circuito esta dado por la expresión:

$$P(t) = V(t) * i(t) \dots \dots \dots (2.2)$$

De acuerdo a la segunda Ley de Kirchoof en el circuito R-L tenemos:



$$V(t) = i(t) * R + L * \frac{di}{dt} \dots\dots\dots(2.3)$$

Esta es una ecuación diferencial de primer grado.

La solución de la ecuación (2) es:

$$i(t) = I_m * \text{sen}(wt + \theta) \dots\dots\dots(2.4)$$

Donde:

$$I_m = \frac{V_m}{\sqrt{(R)^2 + (wL)^2}} \dots\dots\dots(2.5)$$

$$\theta = \text{Tg}^{-1}\left(\frac{wL}{R}\right) \dots\dots\dots(2.6)$$

Reemplazando las ecuaciones (2.1) y (2.4) en la ecuación (2.2) se obtiene la potencia instantánea:

$$S(t) = \frac{V_m I_m}{2} \cos \theta - \frac{V_m I_m}{2} [\cos(2wt)] \cos \theta + \frac{V_m I_m}{2} [\cos(2wt)] \text{sen} \theta \dots\dots(2.7)$$

La potencia instantánea se expresa en unidades de VA (Voltamperios) y puede ser disgregada en dos partes:

La primera parte se denomina Potencia Activa Instantánea y se expresa en Megavattios o Megawatts:

$$P(t) = \frac{V_m I_m}{2} \cos \theta - \frac{V_m I_m}{2} [\cos(2wt)] \cos \theta \dots\dots\dots(2.8)$$

Y la otra se denomina Potencia Reactiva Instantánea, cuyas unidades es VAR, MVAR:

$$Q(t) = \frac{V_m I_m}{2} [\cos(2wt)] \text{sen} \theta \dots\dots\dots(2.9)$$

Evaluando el valor medio en un periodo de la ecuación (2.8) se obtiene un valor medio diferente de cero, que esta dado por:

$$P = \frac{V_m I_m}{2} \cos \theta \dots\dots\dots(2.10)$$

El término que multiplica a  $(I_m V_m / 2)$  se le conoce como "factor de potencia" y es igual al coseno del ángulo formado por la potencia total y la potencia activa, cuando la potencia se expresa desde el punto de vista fasorial, tal como se muestra en la Fig. 2.2

En ese sentido, la potencia activa y reactiva también puede ser representada como los catetos de un triángulo rectángulo.

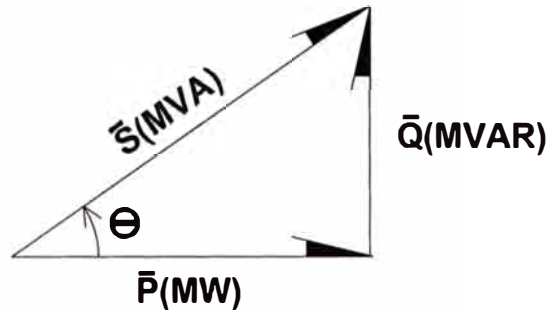


Fig. 2.2 Triángulo fasorial de potencias

En el presente estudio, el interés se focaliza en la potencia y energía reactiva. La ecuación (2.9) representa a la Potencia Reactiva instantánea, la cual es una onda con valores positivos y negativos en medio periodo dando un valor medio de cero.

Esto demuestra que la potencia reactiva fluye en medio periodo desde las fuentes a las redes y en el otro medio periodo en forma inversa.

En una red existen componentes en los que predomina tanto el comportamiento inductivo como capacitivo, entendiéndose cada uno de ellos de la siguiente manera:

La reactancia inductiva, esta conformada por todo equipamiento construido con núcleos de hierro y posee bobinas, como por ejemplo transformadores, motores eléctricos como parte de las cargas y los generadores síncronos por parte de las fuentes de generación. Todos estos elementos necesitan la potencia reactiva para su buen funcionamiento.

La reactancia capacitiva, está presente en el comportamiento de las líneas de transmisión y se le conoce como el "efecto capacitivo", que generalmente esta asociado a las líneas largas que operan en vacío o con cargas ligeras.

Equipamientos como los compensadores síncronos son elementos que pueden generar y absorber potencia reactiva.

Por lo tanto, al analizar un circuito desde el punto de vista de la naturaleza de la potencia reactiva, se puede comportar como inductivo o como capacitivo, dependiendo de cual sea el efecto que prevalezca.

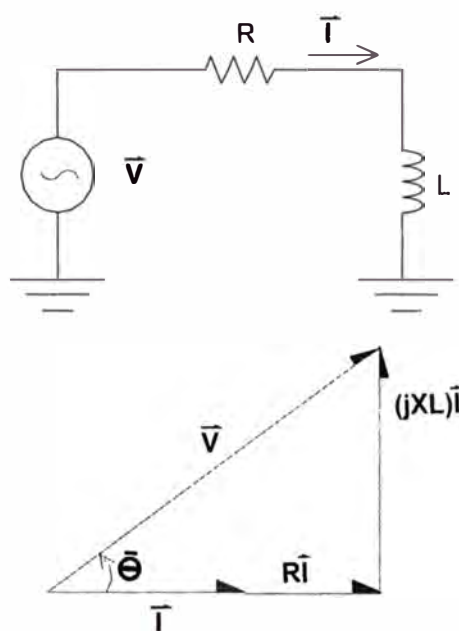
Así, la impedancia de un circuito cualquiera puede expresarse como:

$$\bar{Z} = R + j(X_L + X_C).....(2.11)$$

**El circuito es del tipo inductivo cuando:**

$$X_L > X_C \dots \dots \dots (2.12)$$

En este caso la corriente queda retrazada de la tensión de la fuente en el ángulo “ $\theta$ ” tal como se muestra en el diagrama fasorial de la Fig. 2.3



**Fig. 2.3 - Circuito y diagrama fasorial para una carga inductiva.**

En este caso, la fuente entrega potencia reactiva y la carga inductiva la absorbe.

**El circuito es del tipo capacitivo cuando:**

$$X_L < X_C \dots \dots \dots (2.13)$$

En este caso la corriente se encuentra en adelante de la tensión en un ángulo “ $\theta$ ” tal como se muestra en el diagrama fasorial de la Fig. 2.4

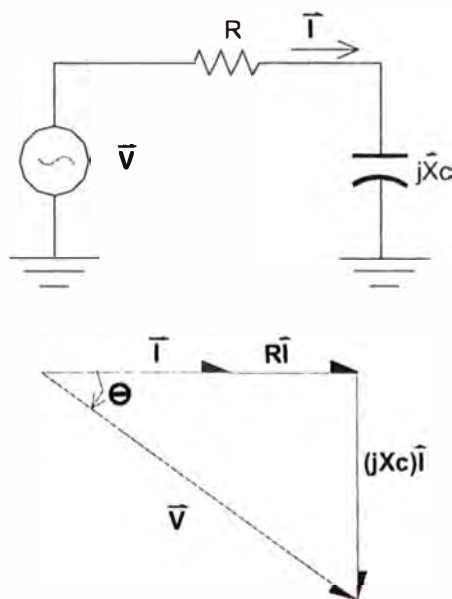


Fig. 2.4 - Circuito y diagrama fasorial para una carga capacitiva.

En este caso, la fuente absorbe la potencia reactiva que es generada por la carga capacitiva.

## 2.2 Importancia de la Potencia Reactiva

Las redes de transmisión de nuestro sistema están conformadas por líneas largas debido a la ubicación geográfica de las centrales de generación y los centros de carga. Por esta razón se presentan magnitudes significativas de pérdidas en la transmisión y se producen problemas en la estabilidad de la tensión cuando no existe una adecuada compensación reactiva o en el caso que las distribuidoras consuman potencia reactiva desde la red de transmisión como consecuencia del bajo factor de potencia de sus cargas (no disponer de una adecuada compensación del factor de potencia). Se debe añadir que por la falta de compensación reactiva capacitiva en la zona de Lima y el Sur Medio algunas veces las tensiones en las barras de carga han estado muy cerca del *colapso de tensión*.

Para solucionar estos problemas se hace necesaria la administración de la energía y potencia reactiva para obtener un adecuado comportamiento del sistema tanto en estado estacionario como ante determinadas perturbaciones; con ello se estaría asegurando la confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico.

Por lo tanto, un manejo deficiente de la energía reactiva puede ocasionar los siguientes problemas:

- Aumento en las pérdidas de transmisión.
- Incremento de la tensión (Sobretensión) o decremento de los niveles de tensión (subtensión). En el primer caso, si se operan los equipos del sistema a tensiones permanentes superiores a la tensión máxima de servicio, se producirán daños irreparables en el aislamiento atentando sobre su vida útil. En el segundo caso por bajas tensiones serán desconectados por sus protecciones propias (relés de mínima tensión).
- Puede ocasionar inestabilidad de la tensión en algunas partes del sistema y en un caso extremo, llegar al colapso de tensión.

Para contrarrestar este problema de carencia de reactivos se hace necesario aumentar la capacidad de generar adicionalmente, instalar nuevos equipos de compensación reactiva en los sistemas de transmisión y corregir el factor de potencia en las cargas del sistema de distribución.

En otros casos, para hacer frente a estos efectos, es necesario arrancar y operar unidades con costos variables fuera de mérito, encareciendo el costo marginal del sistema y solo con la finalidad de proveer los reactivos faltantes en el sistema.

Es necesario remarcar que la producción de energía reactiva es más eficiente si se produce en las zonas donde se requiere (centros de consumo) en lugar de transmitirla por largas distancias.

### ***Tipos de energía:***

De acuerdo a las fuentes que producen y /o consumen la potencia reactiva, estos requerimientos pueden clasificarse en “reactivos del tipo estático” y “en reactivos del tipo dinámico”. Siendo el primer tipo de reactivos producido exclusivamente por los sistemas de transmisión, distribución y por los equipos de compensación reactiva tipo “shunt” (capacitores, reactores, etc.). El segundo tipo es producido por las máquinas síncronas (motores, generadores y compensadores síncronos), así como los equipos automáticos de compensación reactiva (SVC y los denominados FACTs).

## **2.3 Productores y Consumidores de potencia reactiva**

Los elementos que generan y absorben potencia reactiva son los generadores síncronos, compensadores síncronos, compensadores estáticos “shunt” capacitivos o inductivos y compensadores estáticos controlables (SVC).

### 2.3.1 Generadores Síncronos

Son las principales fuentes de energía eléctrica en los sistemas de potencia y tiene dos elementos fundamentales: el campo y la armadura.

Desde el punto de vista de la potencia reactiva los generadores síncronos pueden entregar o absorber potencia reactiva al variar su corriente de excitación.

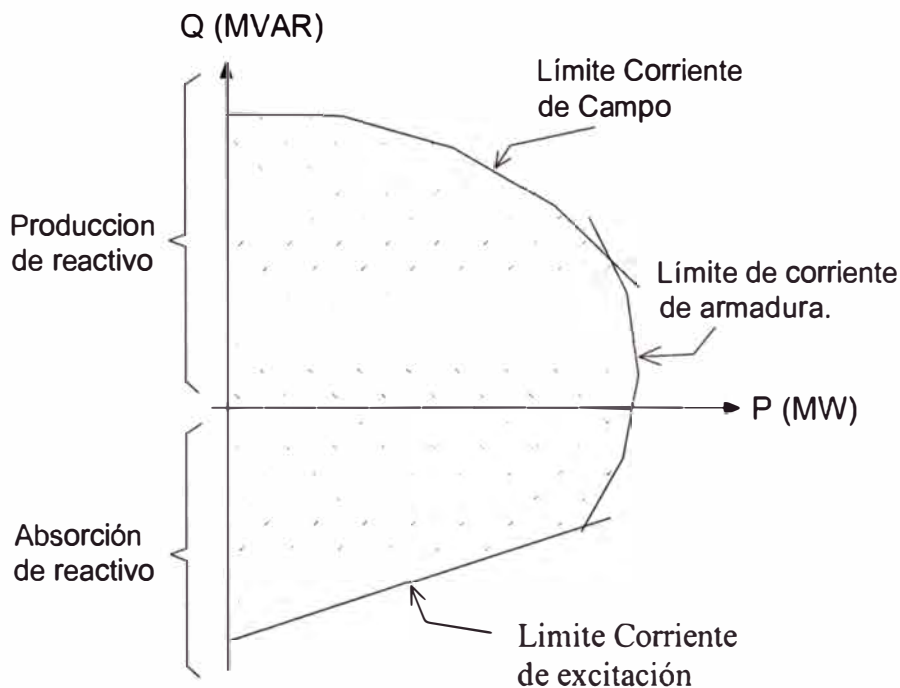


Fig. 2.5 Curva de capacidad ó diagrama P-Q de una maquina síncrona.

### 2.3.2 Compensadores Síncronos

Se trata de las mismas máquinas síncronas que en éste caso son impulsadas a la velocidad síncrona y luego son desconectadas de la turbina, mediante un embrague. Estas máquinas son utilizadas para la producción de reactivos así como para incrementar la potencia de cortocircuito en una determinada barra del sistema. Los compensadores absorben la potencia activa para vencer sus pérdidas en el cobre, en el núcleo magnético y las pérdidas mecánicas por fricción y ventilación.

En el SEIN, las unidades turbogases de la C.T. Chimbote pueden trabajar como compensadores síncronos cuando la línea L-2215 (Chimbote – Paramonga Nueva) se encuentra fuera de servicio o congestionada. Al operarlas se incrementa la potencia de cortocircuito, mejorando la regulación de tensión, haciendo posible la operación de la planta de SIDER PERU.

### 2.3.3 Equipos fijos de compensación reactiva

Esta conformado por bancos de capacitores, reactores, que se conectan en normalmente en paralelo y que permiten regular la tensión en determinados nodos de la red de acuerdo a los requerimientos del sistema. En el SEIN se tiene.

**Tabla 2.1 - Equipos de compensación reactiva del tipo estático**  
(banco de capacitores y reactores).

<b>Equipos de Compensación Estáticos</b>			
<b>Ubicación- Barra</b>	<b>Tensión KV</b>	<b>Reactores MVAR</b>	<b>Capacitores MVAR</b>
Independencia	220	1x20	
Guadalupe	220	1x20	
Paramonga Nueva	220	1x40	
Piura Oeste	220	1x20	
Talara	220	1x20	
San Juan	60		4x30
Chimbote 1	13.8		1x15+1x20
Huanuco	10		1x2.2
Tingo Maria	10		1x2.2
Marcota	10	2x5	
San Juan	10		1x15
Juliaca Nueva	10	1x5	1x2.5+1x5
Oroya Nueva	50		2x9.6
Pachachaca	50		1x9.6
Paragsha1	50		1x12
Casapalca	50		1x6
Morococha	50		1x6
Cachimayo	6.9		4x5
Dolorespata	11.5		4x2.5
Tacna	10.5		2x1.5+1x0.75
Yarada (Tacna)	10		1x0.75
Pque. Industrial	10		2x1.5
Moquegua	10		1x0.975
Ref. de cobre	10.5		6
Lixiviacion	13.8		3
Cotaruse	220	4x50	
Varios (1)	10		69
Varios (1)	10		97.2
Chiclayo Norte	10.5		1x5
Chiclayo Oeste	10.5		1x5
Nota (1): Compensación distribuida en barras de 10 KV. Todos los bancos de compensación son fijos			
<b>Capacidad Instalada</b>		<b>335</b>	<b>458.38</b>

La operación de estos compensadores “shunt” se realiza en forma remota o manual.

Los bancos de capacitares tienen la particularidad de generar la potencia reactiva, mientras que los reactores absorben los reactivos, debiendo existir un equilibrio entre generación y absorción para el normal funcionamiento del sistema, dentro de los estándares de la calidad de la tensión.

#### 2.3.4 Compensadores de compensación reactiva controlables

Esta comprendido por los (SVC) equipos automáticos de compensación reactiva de primera generación y los (STATCOM) equipos de segunda generación, denominados FACTs. Los equipos antes mencionados están dotados de programas lógicos, los cuales permiten automatizar la operación de los mismos de acuerdo a los requerimientos de reactivos del sistema, en algunos casos están conformados por capacitores, reactores ó una combinación de ambos (filtros capacitivos).

En el SEIN se tienen instalados en diferentes puntos de la red, donde se requiere una compensación controlada. Ver Tab. 2.2

**Tabla 2.2 - Equipos de compensación reactiva del tipo SVC existentes en el SEIN.**

<b>Equipos de compensación reactiva SVC en el SEIN</b>			
<b>Ubicación- Barra</b>	<b>Tensión Controlada KV</b>	<b>Inductivo - MVAR</b>	<b>Capacitivo- MVAR</b>
Trujillo Norte	138	20	30
Chiclayo Oeste	60	30	30
Tintaya	138	0	15
Vizcarra	220	45	90
Balnearios	60	30	60
Chavarría	60	20	40
<b>Capacidad Instalada</b>		<b>160</b>	<b>265</b>



### **2.3.5 Compensación mediante transformadores con tomas regulables bajo carga**

También los transformadores de gran potencia, están considerados como productores de reactivos, gracias a su construcción (grandes bobinados) y en el sistema se tiene un buen número de ellos dotados de tomas regulables (taps), que son mas que derivaciones practicados en el devanado secundario (lado de baja o carga) con la única finalidad de hacer posible la regulación de la tensión bajo carga y por tanto administrar los reactivos adecuadamente en las diferentes barras del SEIN.

Esta regulación de las tensiones se hace manualmente o en forma automática en las zonas en las que se requieran, y son ampliamente usados en las redes transmisión y distribución.

En nuestro sistema tenemos transformadores con taps ubicados en el SPT, en los niveles de tensión de: 230, 220, 138, 66, 60, 50, 13.8 KV con potencias comprendidos entre 3 – 215 MVA.

### **2.3.6 Líneas y cables de transmisión**

Las líneas aéreas y los cables subterráneos de transmisión son también generadores y consumidores de potencia reactiva.

La potencia reactiva generada es proporcional al cuadrado de la tensión para el caso de las líneas y cables. En cambio la potencia reactiva consumida o absorbida es proporcional al cuadrado de la corriente que fluye a través de ella.

En el primer caso la potencia reactiva generada por la línea es prácticamente constante, ya que la tensión en la línea varía dentro de un rango bien pequeño.

Y mientras que la potencia reactiva consumida por la línea depende de la variación de la corriente de la carga y por lo tanto esta es muy variable.

Lo ideal para la operación de una línea de transmisión es que opere en su potencia natural.

## **2.4 Conclusiones**

Se concluye que los generadores síncronos son los elementos del sistema con mayor flexibilidad en cuanto a la provisión y absorción de reactivos con respecto a los compensadores estáticos, debido a que éstos producen o absorben reactivos en forma discreta, es decir en cantidades fijas, de allí la existencia de bancos.

Mientras que las maquinas sincronas si son capaces de reducir e incrementar en forma continua y a voluntad, de acuerdo a los requerimientos de la operatividad del SEIN. Una de las formas de hacerlo es actuando sobre las tensiones retóricas dentro de los limites de capacidad (curvas de capacidad).

## **CAPITULO III**

### **NECESIDAD DE VALORIZAR LA ENERGÍA REACTIVA**

#### **3.1 Introducción**

En este capítulo se analiza la necesidad de valorizar los costos de producción de energía reactiva que las unidades de producción sostienen para garantizar al operador del sistema los recursos requeridos para el servicio complementario de regulación de tensión y soporte de potencia reactiva.

#### **3.2 Costos de generación**

Como ya se ha mencionado las fuentes de donde proviene la energía reactiva en su mayor parte son de equipos dinámicos tales como los generadores y compensadores síncronos y en menor cantidad de los equipos estáticos de compensación y de las líneas o cables de transmisión.

La forma clásica de obtener energía reactiva es a través, como ya se dijo, de la erogación de potencia reactiva desde las máquinas síncronas del sistema, esto trae como consecuencia un sobre costo a las unidades, las cuales pueden ser agrupados en tres categorías en base a las curvas de capacidad.

##### **3.2.1 Costos fijos.**

Para entregar más reactivos al sistema los arrollamientos de las máquinas deben de ser sobredimensionados respecto a cuanto sería necesario para el simple suministro de potencia activa. Por tanto se tiene un costo fijo independiente de la cantidad de reactivo entregado.

### 3.2.2 Costos por reducción de eficiencia.

Cuanto mas reactivos deba ser entregado el punto de funcionamiento "O" se aleja de aquel a máximo rendimiento (segmento OA. Ver Fig. 3.1). Por tanto se tiene un costo ligeramente creciente al aumentar la potencia activa entregada.

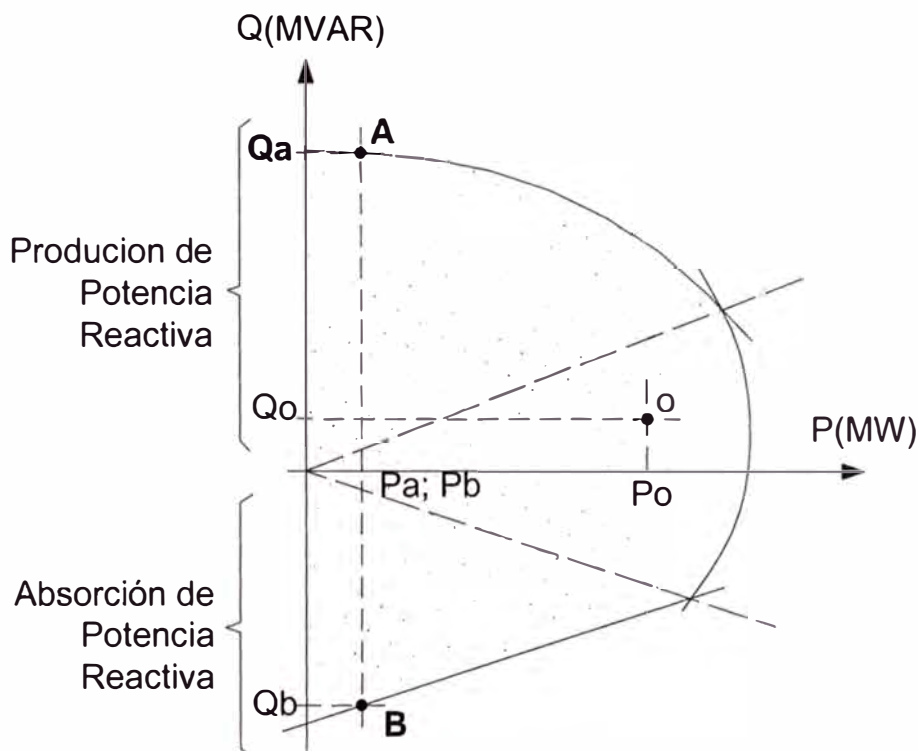


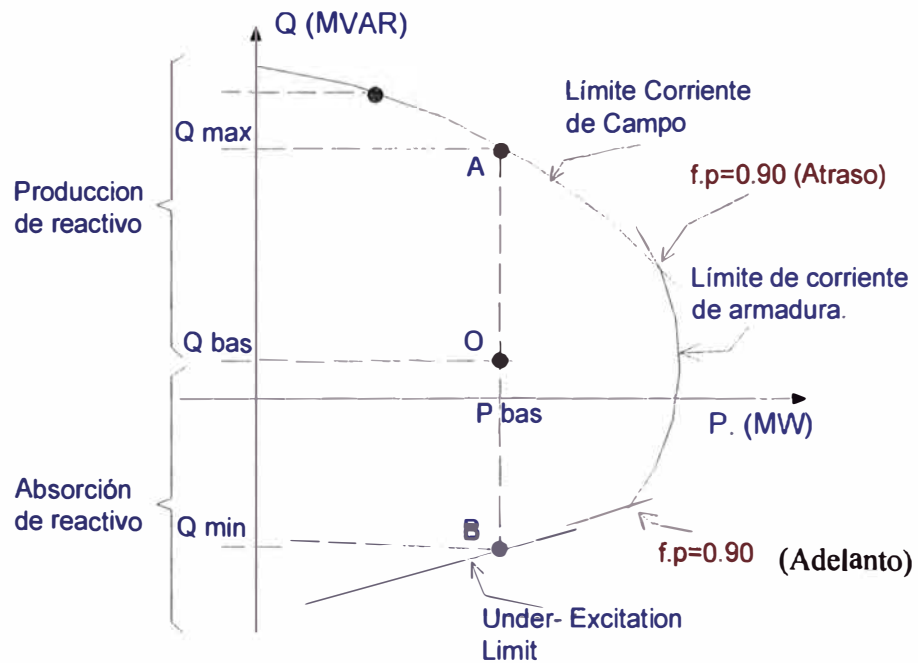
Fig. 3.1- Curva de capacidad de una máquina síncrona con puntos de operación de los generadores síncronos.

### 3.2.3 Costos de oportunidad

Se puede observar, una manera de incrementar la producción de potencia reactiva es disminuyendo la generación de potencia activa (Ver punto "A" de la Fig. 3.2. Esta situación se produce en casos donde la máquina entrega ó absorbe potencia reactiva (ver puntos A y B de la Fig. 3.2)

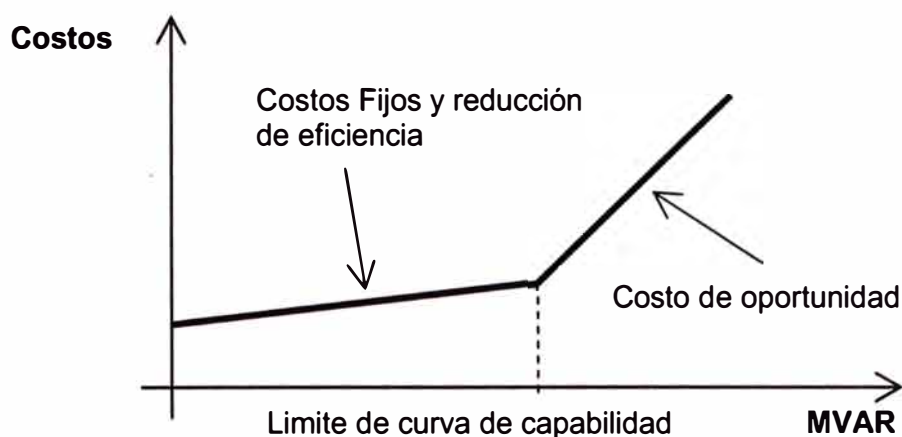
El hecho de reducir su producción de activa a costa de producir más reactiva trae consigo la pérdida de la oportunidad de vender en ese momento al costo marginal del sistema su energía activa, que posiblemente pueda ser elevado. Este costo de oportunidad se puede cuantificar como el costo de la energía dejada de producir en ese momento por el costo marginal del sistema.

Cuando se impone el funcionamiento de una maquina del sistema dentro de unos limites de su curva de capacidad se esta restringiendo la producción de potencia activa. Por lo tanto es claro que a medida que se produce mas reactivos la maquina el costo de oportunidad de ésta se incrementa considerablemente.



**Fig. 3.2-** Curva de capacidad de una maquina síncrona.

Considerando el costo de la potencia reactiva erogada de las maquinas síncronas y los otros costos adicionales mencionados obtenemos la función de costo o costo tota de producir la potencia reactiva la suma de las funciones de costos mencionados (ver Fig. 3.3)



**Fig. 3.3-** Función costos suplementarios de suministro de reactivos.

### 3.3 Costo de la energía y potencia reactiva en el SEIN

La provisión y reserva de reactivos en el SEIN es considerada en la programación diaria de la operación del SEIN, como parte de la programación de potencia activa, todo esto en base a criterios de seguridad y confiabilidad. Las restricciones para el despacho de activa y reactiva, están presentes en las curvas de capacidad de las maquinas síncronas, en los límites operacionales de las líneas de transmisión y los equipos de transformación.

La energía reactiva requerida por el sistema es proporcionada por los aportes individuales de las unidades de generación, de los equipos de compensación reactiva y otros equipamientos existentes en el SEIN, siendo necesario en ocasiones la asistencia de unidades de unidades fuera de merito para salvar las contingencias, ocasionando sobrecostos en el costo marginal, además de los Costos de Arranque y Parada

La demanda de potencia y energía reactiva proviene de:

Cargas del sistema

Sistema de transmisión

Distribuidores

Grandes consumidores

Barras del SPT

En el caso de las cargas éstas, absorbe reactivos para su operación.

En el caso de las líneas para ayudar a transmitir la potencia activa.

En el caso de las barras para mantener los niveles de tensión en los límites establecidos por criterios de operatividad y calidad del producto y la seguridad operativa.

Toda esta situación plantea la interrogante de la forma de valorizarlo. ¿Será necesario considerar los dos conceptos de potencia y energía, o bastara con remunerar uno de ellos?. Y en este caso. ¿Cuál de ellos?

Para el mercado peruano el criterio considerado es solamente remunerar la energía reactiva producida más nó la capacidad producirla

En la tabla 3.1 se da cuenta de los criterios de remuneración aplicados en otros mercados internacionales con respecto a la remuneración de la potencia y la energía reactivos.

**Tabla 3.1-** Criterios de remuneración en los mercados internacionales.

<b>Mercados</b>	<b>Compensación por capacidad</b>	<b>Compensación por energía</b>
Inglaterra & Gales	Sí (solo ofertas)	Sí
Suecia	No	No
Noruega	No	Sí
España	Sí	Sí
PJM	Sí	Sí
California	No	Sí
Argentina	No	No
Brasil	No	Sí
Chile	No	Sí
Colombia	No	No

En otros sistemas se aplica la remuneración por potencia debido a que los generadores al operar sobre los valores de tensión regulada en sus puntos de inyección, podría inducir la circulación de flujos de energía reactiva innecesarios que aumenten sus ingresos. Tal situación en el SEIN no ocurre, debido a que en las transacciones a corto plazo que ocurre entre los generadores le dan a estos el control y la previsión de estas manipulaciones.

Por lo tanto no es necesario modificar el criterio vigente en cuanto al concepto de qué producto remunerar.

### 3.4 Determinación del precio de la potencia reactiva

Se han hecho muchos estudios en cuanto a despacho óptimo de potencia reactiva y a cuánto debería ser el precio a pagar a los generadores despachados por la provisión de la potencia reactiva.

Dado el carácter zonal de la potencia reactiva (dificultad de transportarla a grandes distancias), el precio también podría ser establecido por zonas y esto sería en forma proporcional a la demanda de cada zona. De esta suerte se estaría incentivando a los generadores de la zona para una producción eficaz de reactivos en la zona.

En este sentido se han propuesto el uso de los programas OPF, los cuales calculan los precios zonales óptimos de activa y reactiva. Estos programas resuelven los problemas de optimización, minimizando los costos variables del sistema bajo restricciones de producción, transmisión y tensión en barras.

Al calcular estos programas de OPF se ha determinado que los precios son muy variables en las zonas calculadas.

Las restricciones que se imponen a los programas de OPF son los relativos a los valores máximos y mínimos de las tensiones de nodo, valores máximos y mínimos de producción de potencia reactiva de las unidades generadoras y adicionalmente se puede considerar las restricciones presentes en los flujos de potencia en las conexiones de res (líneas, transformadores o también partes de red).

El programa de OPF debe ser aplicado desde un punto inicial, lo mas cercano posible a una operación real del SEIN.

En cuanto a la reserva de reactivos se debe fijar un margen de seguridad con valores de potencia reactiva mínima y máxima a los generadores.

Otra característica de la naturaleza zonal de la potencia reactiva es que genera poder de mercado en algunas zonas en las que un determinado agente posea la mayor cantidad reactivos en dicha zona, aumentando de esta manera los precios. Contra esta situación el OPF no puede hacer nada, ya que es la naturaleza del mercado.

Los precios de la energía reactiva son volátiles, ya que éstos costos crecen tremendamente con los costos de oportunidad presentes, por la naturaleza misma de la estructura de los costos de generación que esta formado de acuerdo a la operatividad dentro de las Curvas de Capacidad.

Ya que la aplicación del OPF es compleja en tiempo real se ha visto por conveniente utilizarlos para un número muy reducido (2 ó 3) escenarios. Esto puede



corresponder principalmente para los escenarios de Máxima y Mínima Carga y tal vez en algún caso para Media Carga.

La estructura de costo de la energía reactiva esta formado en base a la curva de capacidad. Analizando de acuerdo a lo mostrado en la Fig.2.3 tenemos:

#### **Región de $Q_{\min}$ A $Q_{base}$**

Cuando un generador opera en esta región los esta haciendo para satisfacer los consumos de sus servicios auxiliares, por lo tanto no le corresponde compensación alguna.

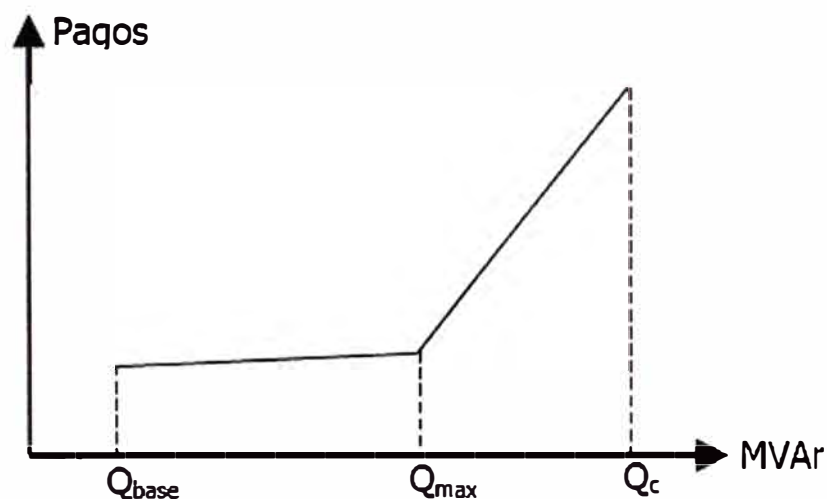
#### **Región de $Q_{base}$ A $Q_{\max}$**

En esta región el generador puede tranquilamente incrementar su producción de potencia reactiva sin reprogramar la generación de potencia activa, por lo cual le corresponde una compensación económica.

#### **Región con $Q$ A $Q_{\max}$**

En esta región se caracteriza por la reducción en el despacho de activa con lo cual se incrementaría el costo de oportunidad de la maquina fuertemente.

En suma el esquema de pago a un generador de energía reactiva seria como el mostrado en el grafico



**Fig. 3.4-** Esquema teórico de pagos por suministro de potencia reactiva.

### **3.5 Conclusiones**

De lo analizado se desprende que las sociedades de generación para el suministro de reactivos y el control de la tensión incurren en costos adicionales, por tanto ellos las consideran un servicio complementario para el buen funcionamiento de sus sistemas de potencia.

Estos servicios por tener un costo deben ser compensados económicamente a los participantes.

El criterio vigente en cuanto al reconocimiento del producto de remuneración a la energía reactiva generado se mantiene, no considerándose la capacidad de producirla.

## **CAPITULO IV**

### **NORMATIVIDAD VIGENTE**

#### **4.1 Introducción**

En este capítulo se analiza la normatividad peruana referente a la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) dando énfasis tratamiento de la Energía y Potencia Reactiva.

En el año 1992 se promulga la “Ley de concesiones Eléctricas” (Ley 25844) y su Reglamento dando inicio de esta manera a una nueva forma de estructura del mercado eléctrico peruano.

Las características de este nuevo mercado serían de acuerdo a las nuevas tendencias internacionales, las cuales son de: desintegración vertical y (des) regulación. Formado por un mercado de generación como un mercado de libre competencia denominado COES (Comité de Operación Económica del Sistema), y otro formado por el mercado libre y el mercado regulando de la distribución.

La Ley de Concesiones define al COES (Comité de Operación Económica del Sistema) como el organismo técnico encargado de la operación económica del sistema garantizando la seguridad del abastecimiento y con el mejor aprovechamiento de los recursos naturales. Este está conformado por los titulares de las instalaciones de generación y sistemas de transmisión.

El Comité para su funcionamiento se rige a través de procedimientos, siendo en su mayor parte procedimiento de la operación y valorización de la operación del sistema.

Es materia de interés del presente trabajo los procedimientos establecidos en las leyes y normas referentes a la energía y potencia reactiva

La ley establece que el órgano ejecutivo del COES es la Dirección de Operaciones siendo sus principales funciones:

- ❖ Cálculo de los costos marginales de corto plazo.
- ❖ Valorización de las Transferencias de Energía entre empresas integrantes que resulten de la operación a costo marginal.
- ❖ Elaborar los estudios para la fijación tarifaria y someterlo al Directorio.

La operación de las unidades de generación, de los sistemas de transmisión, de distribución y de los clientes libres en tiempo real es responsabilidad de sus titulares, quienes estarán acondicionados en forma obligatoria a los programas de operación elaborados por el COES.

La coordinación de la operación en tiempo real es realizada por el “Coordinador del Sistema”, quien está obligado de acuerdo a Ley realizar una operación con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad a los consumidores. Son por estas razones que ningún integrante del sistema debe apartarse de la programación, salvo casos fortuitos o de fuerza mayor.

Para poder cumplir con la función encomendada por la Ley, el Coordinador necesita de información en tiempo real de los integrantes del Sistema, quienes están obligados de acuerdo a Ley a suministrar al COES de toda la información disponible de sus instalaciones tales como: parámetros eléctricos de aquellos puntos que este considere son imprescindibles para cumplir con la función de coordinación.

Las actividades del COES son monitoreadas y supervisadas continuamente por el OSINERG, quien tiene el objetivo de hacer cumplir la Ley y hacer eficiente el costo del servicio eléctrico.

#### **4.2 Reconocimiento de la potencia reactiva**

Está indicado en la Ley y su Reglamento y otros documentos como la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTOTR).

En la Ley se establecen los niveles de tensión de operación que deben ser respetados en aquellos puntos donde se encuentran conectadas las cargas.

Cuando las transgresiones son desde alguna empresa del COES, éste, está obligado a identificar al(los) integrante(s) responsable(s) y en caso de no poder establecerlo las compensaciones a los clientes se dá por parte de todos los integrantes del COES en forma solidaria. Para evaluar estas situaciones en el COES se ha formado un Comité de Fallas quien es la responsable.

En la NTOTR está indicada las obligaciones que tienen los integrantes del sistema para coadyuvar con una operación segura y confiable.

Es así que los titulares de generación, de transmisión, de distribución y los clientes libres están obligados a proveer información de las características técnicas de sus equipamientos: unidades de generación, líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, y otros al Coordinador y el COES.

El coordinador para efectuar su trabajo se sustenta en un programa de operación elaborado por la División de Programación Y Coordinación del COES la cual es aplicada en un principio para luego en el transcurso de la operación sufrir reprogramaciones por el mismo coordinador con la finalidad de garantizar la seguridad, la confiabilidad del sistema y por tanto la calidad de suministro. Para lo cual el Cordinador tiene información sobre la Reserva Rotante, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva y otros en tiempo real.

#### **4.3 Regulación a nivel principal y a nivel secundario**

La normatividad referente a la potencia/energía reactiva se encuentra contemplada en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento a las cuales las consideraremos como Regulación de Nivel Principal y las Resoluciones del OSINERG-GART sobre la materia y los procedimientos del COES-SINAC. como Regulación de Nivel Secundario podemos considerar a la normatividad complementaria y reglamentaria.

#### **4.4 Resoluciones del OSINERG-GART**

En el caso de las empresas distribuidoras, los cargos por exceso de energía reactiva estará facturado de acuerdo a la tabla 4.1 para la energía reactiva inductiva y en el caso de la energía reactiva capacitaba es igual al doble que el cargo para inductiva en el primer bloque, esto es 2.820 ctm \$/KVarh .

La Resolución N°006-2001 P/CTE, en su Artículo 6° indica que: Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

**Tabla 4.1-** Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva.

<b>Bloque</b>	<b>tg <math>\varphi</math></b>		<b>ctm.Si./kVArh<sup>73</sup></b>	<b>Recargo p.u.</b>
	<b>%</b>	<b>Incremental</b>		
<i>Primero</i>	33	1,10	1,410	1,0
<i>Segundo</i>	41	1,37	2,678	1,9
<i>Tercero</i>	48	1,60	3,949	2,8

La resolución del OSINERG-CART sobre el tratamiento de reactiva para *clientes regulados* y sus alcances a clientes libres están dados en las resoluciones: Resolución 023-97P/CTE, conocida como resolución de distribución, y la Resolución 1089-2001 conocida como: Procedimiento para aplicación de los cargos por transmisión y distribución ha clientes libres. Es en ésta última resolución que se establecen como otros cargos tarifarios a considerar para la determinación del pago por la distribución eléctrica (VAD).

El cargo por energía reactiva en resumen es una recomendación del OSINERG GART sobre el tratamiento de los excesos de energía reactiva, lo cual es un concepto sobre el uso en exceso por parte de los clientes regulados o libres los cuales están obligados a pagar como compensación a los respectivos propietarios de las instalaciones sean estos pertenecientes a la transmisión o a la distribución.

#### **4.5 Procedimientos del COES-SINAC**

Entre los procedimientos del COES-SINAC específico al tema tratado, tenemos los procedimientos:

PROCEDIMIENTO N°11: Esta referido al reconocimiento de los costos a las unidades del SEIN que ingresan para regular tensión.

PROCEDIMIENTO N°15: Valorización de Transferencia de Energía Reactiva entre integrantes del COES

#### 4.5.1 Procedimiento N° 11

El objetivo de este procedimiento es el reconocimiento de los sobrecostos de operación incurridos por las unidades despachadas fuera de merito con la finalidad de regular la tensión en barras del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

Este procedimiento esta amparado en los artículos 40 y 41 de la Ley, artículos 82, 92, 93 y 95 del Reglamento, la NTCSE y la Resolución CTE N° 03-95 P/CTE y modificatorias.

Las responsabilidades están distribuidas de la siguiente manera:

- ❖ Son responsables de operar los equipos para controlar la tensión los integrantes del sistema.
- ❖ El responsable de la programación de la operación el COES, para lo cual debe optimizar los recursos disponibles a través de las programas de operación de corto, mediano y largo plazo, incluyéndose en estos los niveles de tensión en los cuales debe de operar el sistema.
- ❖ Es responsable de la coordinación de la operación en tiempo real del sistema es el COORDINADOR del sistema, en este caso también el COES, el cual debe ordenar el arranque de las unidades térmicas que para ese objeto se cuenta en el sistema en el caso que el sistema requiera la regulación y la reserva de reactivos.
- ❖ La Dirección de operaciones del COES es la encargada de aprobar el reconocimiento de los sobrecostos de generación.

Aquí se determina que la energía inyectada por la máquina reguladora de la tensión es valorizada al costo marginal. La diferencia de los costos incurridos por el productor son reconocidos a través de las compensaciones por Regulación de Tensión y estos corresponden a la diferencia de los costos de la maquina en el nodo menos el costo marginal de l mismo nodo multiplicado por la energía inyectada durante la regulación de tensión.

- ❖ Cabe indicar que muy aparte también se reconoce los costos de consumo de combustibles en el arranque, la rampa de carga, de descarga y parada de la unidad reguladora de tensión.

Transcribimos algunas precisiones establecidas en el procedimiento 11 del COES. Para cumplir con el objetivo del procedimiento se ha establecido obligaciones entre los participantes:

Las unidades que son arrancadas para mejorar el perfil de tensiones en el SPT a solicitud del coordinador son compensadas económicamente. Estas unidades son arrancadas con la finalidad de proveer potencia reactiva necesaria para el mejoramiento de la tensión a costa de una reducción en la producción de potencia activa.

Los generadores tienen la obligación de entregar potencia reactiva hasta el límite técnico cuando así lo solicite el coordinador del sistema.

Los sobrecostos por tensión son las erogaciones originadas por variaciones del programa diario de operación, variaciones que constituyen incrementos de potencia reactiva, los cuales originan alteraciones en el despacho de potencia activa con respecto a los valores programados con un despacho óptimo.

El PDO (Programa diario de operación) prevé el arranque o variación de carga de las unidades de generación exclusivamente con la finalidad de regular la tensión en cualquier barra del SINAC cuando así el sistema lo requiera. En caso de haberse producido la operación de unidades para regular la tensión se toma en cuenta el criterio de operación al mínimo costo. El costo de la unidad que opere por tensión es su costo variable el cual no es tomado en cuenta para la determinación del costo marginal del sistema, esto solo es posible siempre y cuando se demuestre que la operación del sistema resulte más económica sin la presencia de esta unidad.

La determinación de los sobrecostos corresponde al área de programación los cuales son determinados considerando los costos de una operación normal determinados en el PDO respecto los costos de operación con problemas de tensión. Los sobrecostos consideran los costos variables combustibles y no combustibles; costos por rendimiento térmico y costos de arranque, rampa de carga y descarga y parada calculados con el procedimiento de Reconocimientos de costos eficientes de operación de las unidades térmicas del COES SINAC.

La NTOTR establece que en primer nivel los responsables de la regulación de la tensión son los centros de control de los generadores en su respectiva área, los cuales debe de tomar las acciones sobre los grupos generadores y otros equipos



de compensación reactiva definido de acuerdo al programa de operación del SEIN.

En segundo nivel esta el coordinador del sistema para dar las directivas para la maniobra de los equipos de compensación, generadores y líneas de transmisión.

#### **4.5.2 Procedimiento N° 15**

El diseño del mercado peruano establece la contratación del 100% de las demandas y por tanto su no participación en el mercado de corto plazo. Por tanto es menester establecer las compensaciones que se establecen entre los generadores por producción de energía reactiva. Y es precisamente el procedimiento N°15 del COES el que establece las premisas para el calculo de dichas compensaciones.

Básicamente se ha tomado lo establecido por la CTE en la Resolución 05-95 P/CTE referente a la recaudación de los excesos por consumo de energía reactiva por parte de los clientes regulados y libres, dicha recaudación es llevada acabo por los generadores como Facturación de Energía Reactiva (**FER**).

Se incluye en este procedimiento también el costo mensual por la anualidad de los equipos de compensación reactiva (**ST**) que se encuentran operando y no están considerados en otros mecanismos de pago.

Otro concepto que entra es el de Costo de la Energía Reactiva, la cual esta constituida de los aportes que cada generador hace al sistema (**Si**) en los periodos de punta reactiva, más otros costos incurridos como es básicamente el de Regular la tensión del sistema establecidos y valorizados a través del Procedimiento N° 11 (por ejemplo: los llamados costos de arranque, rampa de carga y descarga y parada). La remuneración entregada por los generadores durante los periodos de punta reactiva está dada a un costo fijo (Resoluciones 1089-2001 y Resolución 015-95 de OSINERG-GART)

El aporte de todos los generadores para el pago por regulación de tensión exclusivamente (**Li**).

El otro concepto que resulta es el llamado Fondo de Compensación Reactiva (FCR) el cual no es mas que el saldo acumulado producto de lo los aportes por concepto de FER menos los pagos por concepto de Si, ST.

Por tanto para el proceso de cálculo se considera ala siguiente ecuación:

$$\sum_i Ii = \sum_i Si + ST - FCR \dots\dots\dots (4.1)$$

El primer termino de la ecuación es el la suma de los aportes de los generadores en el mes m-1.

El segundo término de la ecuación para un determinado mes puede resultar positivo o negativo.

En el caso que resultase negativo:  $RCR > \sum_i Si + ST \dots\dots\dots (4.2)$

Mayor detalle podemos encontrar en el Anexo 02, actual procedimiento de transferencias de energía reactiva entre integrantes del COES SINAC.

## CAPITULO V

### TRATAMIENTO DE LA ENERGÍA REACTIVA EN OTROS MERCADOS

#### 5.1 PJM

Es el ISO del Sistema eléctrico de Pensilvania, New Jersey y Mariland y fue constituido en el año 1997.

En este sistema el suministro de potencia reactiva es considerado como un servicio complementario. La cantidad de reactivo ha suministrarse esta relacionado con el soporte de la tensión que se debe de mantener de los limites establecidos.

Los generadores han de cumplir con las instrucciones de los "Transmisión Providers" para producción de potencia reactiva. Los generadores deben de ser capaces de proveer la erogación de potencia reactiva dentro de la banda 0.90 en atraso y 0.95 en adelanto.

La compensación a los generadores involucrados en proveer potencia reactiva los Transmisión Providers se maneja bajo 02 conceptos.

- **Capacidad reactiva obligatoria:** Esta referido a lo que el PJM incluye en la tarifa para que el "Transmisión Provider" compense en forma mensual a los generadores aportantes, la cual es una cuota preestablecida (Reactive Revenue Requirement).

- **Producción adicional de reactivo:** A los generadores también se les paga el costo de oportunidad (Opportunity Cost) por haber reducido su producción de potencia activa para incrementar el reactivo requerido por el sistema. Solamente aquellos generadores que siguen activamente las instrucciones del gestor para el control de la tensión se les remuneran. Para calcular el costo de oportunidad se multiplican las dos siguientes magnitudes:

La diferencia entre la potencia que realmente despachada de acuerdo al orden de merito y la potencia que despachó por seguir las ordenes del gestor.

El valor absoluto de la diferencia entre el precio marginal de nodo y el precio de oferta presentado por el generador.

Los Transmisión Providers son los que determinan el precio de la Tarifa a los clientes internos y externos a su zona de competencia.

## 5.2 California

CAISO es el Independent System Operator de este sistema, el cual determina en forma diaria la cantidad y el lugar donde el reactivo es requerido para el soporte de tensión dentro de los límites establecidos, para lo cual se basan en un flujo de carga que toma en cuenta lo señalado y que corresponde al día anterior.

Los generadores deben de respetar en lo posible las tensiones señaladas para las barras, lo cual queda determinado por los acuerdos de interconexión que estable una banda de factor de potencia. Por ejemplo para las unidades Must-Run la banda obligatoria establecida es 0.90 (en atraso) y 0.95 (en adelanto) ver Fig. 5.1. En caso que la potencia requerida esta dentro de esta banda, los generadores no se hacen acreedores de ninguna compensación.

En caso de requerirse de la absorción o la generación de reactivo fuera de banda, los generadores son compensados, siempre y cuando sea afectado el despacho de potencia activa produciéndose un "Opportunity Cost", el cual es compensado en forma horaria a través del "Short Term Voltage Support Charge".

Cabe indicar que los generadores deben de disponer de reguladores AVR.

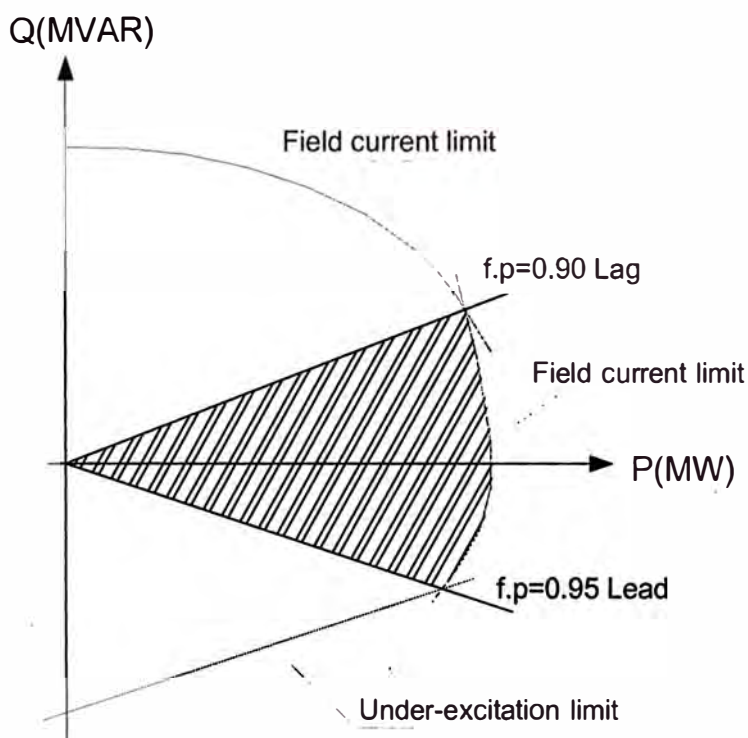


Fig. 5.1- Banda del servicio obligatorio en el mercado californiano.

### 5.3 Inglaterra y Gales

El cambio de estructura del mercado eléctrico inglés se dió el año 1990 con la privatización y la desregulación.

La NGC (National Grid Company) pasó a ser la propietaria de la red de Transmisión desde 1995 y hace por tanto el papel de TSO.

El TSO desde ese momento se hizo responsable de la confiabilidad del sistema y por lo tanto del soporte de la transmisión para lo cual se requiere del suministro de reactivos entre otras cosas.

El NGC se rige a través del Grid Code que contiene la normativa de la operación, la cual define dos tipos de Servicios Complementarios:

- System Ancillary Servis y
- Comercial Ancillary Servis

El System Ancillary Servis esta conformado por dos proveedores. Aquellos que prestan los servicios en forma obligatoria y aquellos servicios que no necesariamente son proporcionados, si no mas bien son aquellos comprados por el NGC en base a contratos.

Comercial Ancillary Servis está referido al caso en que los servicios no están obligados a suministrarse por tanto están sujeto a acuerdos comerciales siendo parte de este tipo de servicio la potencia reactiva suministrada por compensadores síncronos o estáticos.

El NGC define el ORPS (Obligatory Reactive Power Service) el cual es suministrado por todos los generadores que posean una potencia igual ó superior a 50 MW denominado BM (Balancing Mechanism Units). Estas unidades BM deben ser lo suficientemente capaces de generar su potencia nominal con un factor de potencia comprendido entre 0.85 en atraso y 0.95 en adelanto, ver Fig. 5.2.

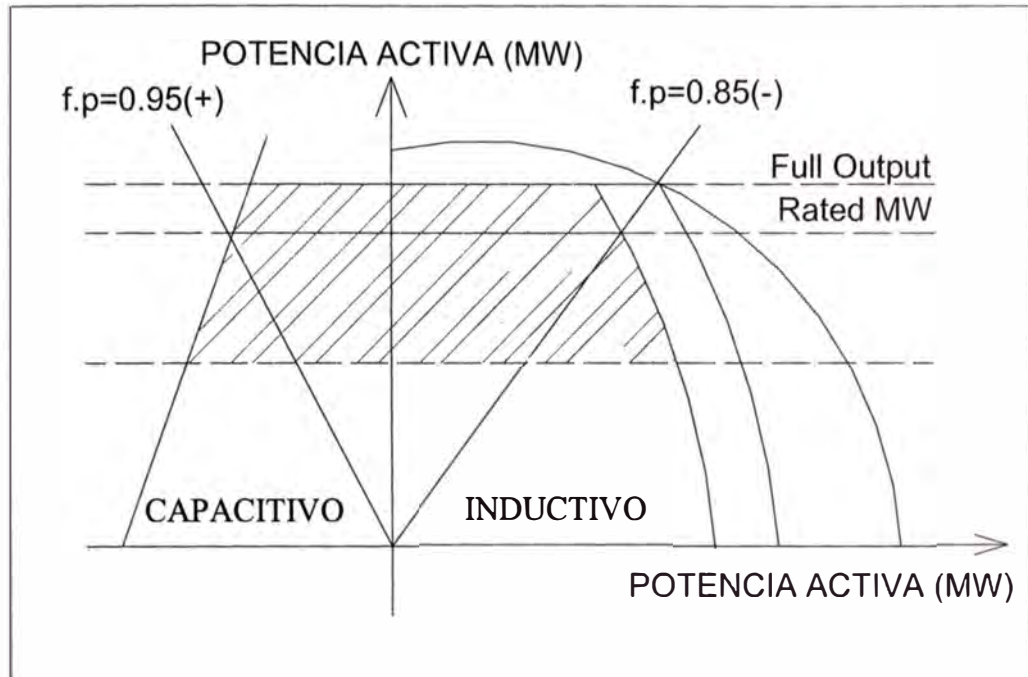


Fig. 5.2 Servicio ORPS.

Para recibir la remuneración por el Ancillary service los generadores tienen dos caminos: **Entrar en el Default Payment Mechanism (DPM)** el cual está definido en base a dos componentes: el pago por la disponibilidad y el otro el pago por el uso efectivo. Actualmente sólo se paga por el uso efectivo del reactivo, siendo su costo de 1.37 Libras Esterlinas / MVARh.

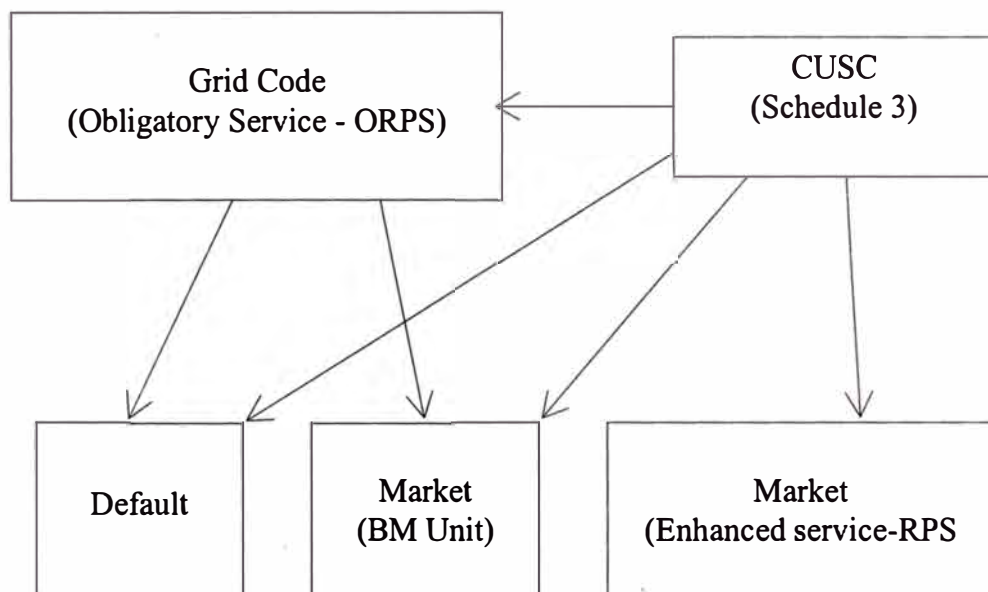


Fig. 5.3 Servicios ligados a la potencia reactiva en Inglaterra y Gales.

Los reactivos sobrantes de los requeridos por Grid Code son ofertados en el mercado firmando acuerdos de mercado, siendo la capacidad mínima ofertable de 15 MVAR de tipo inductivo o capacitivo.

#### **5.4 Suecia**

Svenska es la responsable de la transmisión y por tanto la encargada de gestionar los servicios complementarios para satisfacer los requisitos de seguridad y fiabilidad del Sistema Eléctrico.

En este sistema la provisión de los reactivos y el control de la tensión es de carácter obligatorio y no remunerado.

El intercambio de reactivos se da entre los generadores y las llamadas "redes regionales" y está controlado por Svenska el cual establece acuerdos comerciales con los productores.

En el caso de los generadores hidráulicos estos están obligados a generar potencia reactiva hasta  $1/3$  de su potencia máxima y de absorber hasta  $1/6$  de potencia activa máxima.

En el caso de los generadores térmicos y redes regionales estos están obligados a generar potencia reactiva hasta  $1/3$  de su potencia activa máxima y no teniendo ninguna obligación de absorber.

#### **5.5 Argentina**

En el caso argentino los servicios complementarios están sustentados en la minimización del transporte de potencia reactiva y en mantener niveles adecuados de tensión el cual se basa en asignar responsabilidades sobre el control de la tensión y el flujo de reactivo en los puntos de intercambio los cuales son coordinados por el ISO (CAMMESA).

El ISO realiza la programación considerando 04 escenarios estacionales dos trimestres de hidrológica alta y dos de hidrológica baja y se calculan flujos de potencia para ver los niveles de tensión para estos escenarios y así pueden determinar eventuales sobrecargas o caídas de voltaje. Para hacer estas

simulaciones se toma como datos los reactivos declarados por los generadores y lo determinado por la demanda.

De esta manera se determina los cargos fijos que los generadores, los transportistas y los distribuidores deben de abonar.

En caso que alguno de los agentes incumpla con su obligación éste mismo es afectado con la no-suministración de potencia reactiva, para esto el ISO si es posible puedes sacar de servicio algunas líneas.

En la operación real a veces es necesario la utilización de generación forzada para el control de tensión y la provisión de potencia reactiva los sobrecostos producidos por este es asumida por los agentes en las siguientes modalidades:

- a) En el caso de que algún agente conectado incumpla con algún valor acordado o tolerado el sobrecosto es distribuido entre todos los agentes ubicados en la misma zona.
- b) En caso que los usuarios cumplan con las obligaciones los sobrecostos son cargados a los transportistas.

### **Obligaciones y compromisos**

Las obligaciones de cada una de las categorías de agentes son las siguientes:

#### **a) Generadores**

Los generadores deben suministrar el reactivo que produzca su máquina, dentro de las siguientes condiciones:

En forma permanente, hasta el 90% del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación de la Curva de Capacidad.

En forma transitoria, hasta el 100% durante 20 minutos continuados, con intervalos de 40 minutos.

Esos porcentajes son obligatorios dentro de +/- 5% de la tensión nominal del generador.

Cada Generador debe acordar con el transportista a quien se conecta la posición de los taps del tap changer del transformador elevador a esos efectos, en caso de ser estos conmutables sin tensión.



## b) Transportistas

Los Transportistas deben mantener la tensión, en las barras de la red sobre las que tengan control de tensión, dentro del rango que especifique el ISO, poniendo a disposición del sistema todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de reactivo de que dispongan, y la reserva necesaria. El rango máximo a establecer por el ISO será:

**Tab. 5.1 - Rango máximo de tensión en barras del sistema argentino**

<b>Barras de Unom</b>	<b>Rango máximo</b>
500 kV	+/-3%
de 345 hasta 132 kV	+/-5%
Menores a 132 hasta 66 kV	+/-7%

Los Transportistas deben entregar al ISO, junto con los datos para la Programación Estacional, lo siguiente:

- \_ Las características del equipamiento disponible para el control de tensión y suministro de potencia reactiva;
- \_ El listado de los nodos del Sistema donde no se pueden cumplir con los niveles de tensión, requeridos, discriminado en horas de valle, pico y restante, y el motivo de dicho incumplimiento.

## c) Distribuidores y Grandes Consumidores

Deben comprometer en sus puntos de conexión con Transportistas valores acordados para los factores de potencia.

## 5.6 España

El mercado español fue liberalizado a partir de 01 de enero de 1998 y es uno de los más importantes del mundo en constante crecimiento.

Existen dos tipos de mercado:

**Mercado Day-ahead**, el cual está gestionado por la OMEL (Operador del mercado ibérico de Energía quien vende la energía para cada hora del día siguiente y el

**Mercado Hour-ahead**, el cual esta gestionado por REE (Red Eléctrica de España) la cual se encarga de la venta de la energía adicional para ajustar la energía de la hora siguiente.

El control es ejercido por Red Eléctrica de España (REE) que hace el papel de TSO u operador poniendo a disposición de los generadores y los distribuidores una red de transporte fiable garantizando el acceso en igualdad de condiciones y el equilibrio entre la producción y el consumo de la energía asegurando la calidad del suministro.

EL servicio de la regulación de tensión es proporcionado por:

Grupos de generación con potencias mayores o iguales a 30 MW.

Cargas con potencia superior a los 15 MW.

Gestores de la transmisión.

Gestores de la distribución.

Considerando el carácter "local" del servicio y de las exigencias de seguridad, a cada uno de tales sujetos se les pide una prestación mínima obligatoria. Se consiente, además, una prestación opcional para eventuales recursos que excedan la parte obligatoria.

**Servicio obligatorio** – Los generadores deben disponer de un margen mínimo de potencia reactiva igual a  $\cos_\phi = 0.989$  (capacitivo e inductivo), igual al 15% de la potencia activa neta máxima del grupo. Cada grupo, deberá poder aplicar este margen en proporción durante el intervalo de variación entre el mínimo técnico y la potencia máxima. Para verificar la conformidad del servicio entregado, cada cinco minutos el TSO muestrea las tensiones en los nodos y verifica si estos están alrededor del valor establecido  $\pm 2.5$  kV. Se considera conforme el servicio si tal condición se verifica en al menos el 75% de las medidas efectuadas cada hora o si el generador ha alcanzado el límite del reactivo posible.

## 5.7 Chile

En este Mercado se reconoce la provisión de reactivos regulando en dos niveles:

El primero esta referido a la operación de los sistemas, normado por el CDEC<sup>(1)</sup> con la aprobación del CNE<sup>(2)</sup>.

Y el segundo para la operación de las distribuidoras con respecto a sus consumidores cautivos, normada por La Ley General de Servicios Eléctricos y el CNE.

A consecuencia de ello, las demandas de los Sistemas SIC (Sistema interconectado Central) y SING (Sistema interconectado Norte Grande) tienen signadas las responsabilidades dentro del marco regulatorio del servicio de distribución.

De acuerdo a lo establecido por el Reglamento de la Ley de Servicios Eléctricos, los usuarios sujetos a la fijación de precios de distribución, es decir usuarios cautivos o regulados, deben de tener un factor de potencia mayor o igual a 0.93 inductivo. Debemos tener presente que los usuarios cautivos son todas aquellas cargas con una potencia conectada como máximo de 2 MW.

**Tab. 5.2 - Valor del cargo por energía reactiva en el mercado chileno.**

<b>%(E. Reactiva/E. Activa)</b>	<b>Valor del cargo por Energía Reactiva \$/Kvarh</b>
0 -10	sin cargo
10-20	1.784
20-30	3.416
30- 50	6.151
50- 80	8.197
>80	10.242

La normativa indica que el cargo a facturar por el consumo de reactivo en exceso será el más alto entre los dos anteriores. Debe notarse que mantener un coseno \_ medio mensual de 0,93 equivale a no superar una proporción de energía reactiva del 40% del consumo activo en promedio.

## **CAPITULO VI**

### **PROCEDIMIENTO VIGENTE DE VALORIZACION DE ENERGIA REACTIVA EN EL COES**

#### **6.1 Introducción**

Actualmente se dispone en el COES de un procedimiento referente al tratamiento económico de la Energía Reactiva y otro con respecto a la Regulación de la Tensión en el SEIN.

#### **6.2 Aplicación del actual procedimiento del COES para la valorización de la energía reactiva para el mes de agosto 2006**

Como ejercicio en este trabajo se ha planteado realizar la Valorización de las Transferencias en COES en base al actual procedimiento (Procedimiento N° 15), considerando la información de la operación del mes de agosto 2006.

##### **6.2.1 Premisas y consideraciones para el cálculo de las valorizaciones**

Las premisas de cálculo están estipuladas en el procedimiento y son:

Lecturas de Energía Activa y Reactiva para el correspondiente mes, en períodos de quince minutos, para los medidores especificados en los puntos de entrega de energía reactiva.

El monto ST definido, será calculado en base al plan referencial de la Empresa de Transmisión y la Resolución de la CTE correspondiente a la Fijación Tarifaria del mes de mayo. El referido monto será aprobado por el COES y tendrá una vigencia anual. El costo unitario del kVAR-H será único para el SINAC y se determinará en base a la anualidad correspondiente al costo de un banco de capacitores de 30 MVAR para 220 kV, considerando una tasa de 12 % y 30 años (ver el calculo realizado en el procedimiento 15 del COES). El referido costo unitario tendrá una vigencia de seis meses y podrá ser revisado como parte del estudio tarifario. Las empresas integrantes deberán informar al COES los rangos efectivos de potencia reactiva correspondientes a sus unidades de generación.

## 6.2.2 Conceptos que se manejan

Para ver los conceptos que se manejan hagamos la Valorización de Transferencia Reactiva entre generadores del COES para el mes de agosto 2006.

Para esta valorización de acuerdo a lo establecido en el actual Procedimiento del COES la información de las mediciones de energía reactiva es suministrada por los integrantes del COES. Así tenemos datos cada 15 minutos de la energía reactiva y activa en los puntos señalados en el actual procedimiento (Ver Anexo "E")

## 6.2.3 Facturación por Exceso de Energía Reactiva (FER)

Es el monto que recaudan las generadoras a las distribuidoras y clientes libres por el consumo en exceso de Energía Reactiva (Resolución P/CTE 015-95) en los periodos de punta Reactivo, de acuerdo a lo que esta establecido en la Resolución del OSINERG N° 1089-2001-OS/CD.

Los periodos de punta reactivos fueron establecidos en la Resolución P/CTE 015-95 y modificatorias.

Al valorizar para el mes de Agosto 2006, dió como resultado lo siguiente:

**Tab. 6.1 – Recaudación por concepto FER.**

<b>VALORIZACION DE LA ENERGIA REACTIVA POR CONCEPTO FER ( RECAUDACION POR EXCESO DE CONSUMO DE E.R) PARA EL MES DE AGOSTO 2006</b>				
<b>1. RECAUDACION POR CONCEPTO FER (S/.)</b>				
<b>EPRESAS</b>	<b>DISTRIBUCION</b>	<b>C.LIBRES</b>	<b>SUB TOT</b>	<b>FER</b>
ELECTROPERU	18592.00	0.00	18592.00	
EDEGEL	15660.03	9297.40	24957.43	
CAHUA	3437.67	1773.37	5211.04	
EGENOR	5693.24	0.00	5693.24	
ELECTROANDES	2112.24	0.00	2112.24	
SHOUGESA	294.25	3546.63	3840.88	
EEPSA	6744.31	0.00	6744.31	
EDEGEL-1 (*)	0.00	0.00	0.00	
TERMOSELVA	2789.14	0.00	2789.14	
EGEMSA	9209.24	0.00	9209.24	
SAN GABAN	2341.46	0.00	2341.46	
EGESUR	403.51	0.00	403.51	
ENERSUR	19422.04	0.00	19422.04	
EGASA	15083.22	781.94	15865.16	
SM CORONA	254.27	0.00	254.27	
SANTA ROSA	0.00	0.00	0.00	<b>117435.95</b>

De esta tabla se nota el cobro a las distribuidoras y cliente libres por ese concepto, que haciendo la suma en todo el mercado se tiene el FER.

#### **6.2.4 Anualidad del Equipamiento de Compensación Reactiva (ST)**

Costo equivalente mensual correspondiente a la anualidad del equipamiento de compensación reactiva en operación y no considerado en otros mecanismos de pago existentes.

El costo de capital de la instalación se determinó como de 701.834 US\$, para el cual corresponde una mensualidad de 6.890 US\$. Como la remuneración por reactivo corresponde en las horas de punta de reactivo y estas están definidas en la Resolución 015-95 P/CTE como el intervalo de tiempo comprendido entre las 10:00 y 12:00 horas, más el intervalo de tiempo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas, haciendo un total de 7 horas/día, resulta para el mes medio un tiempo remunerado de  $(365/12)*7 = 213$  horas.

A partir de ese valor resulta un costo de  $6.890/213 = 32$  US\$/hora para el banco, correspondiendo un valor de 1,080 US\$/MVarh, al cual se adiciona un 3% en concepto de costos de operación y mantenimiento. El valor final determinado en el Procedimiento COES N°15, es entonces de 1,112 US\$/MVarh la cual es revisada en forma semestral. Con una tasa de cambio de 3,5 S/. /US\$, ese valor equivale a 3,9 S/./MVarh.

#### **6.2.5 Energía Reactiva aportada por los generadores en los periodos de punta reactivo (Si).**

Costo de la energía reactiva aportada por el generador "G<sub>i</sub>" al sistema en los periodos de punta, más otros costos incurridos por operación exclusivamente por regulación de tensión.

Cabe indicar sobre las horas de punta reactiva, están indicados en la Resolución del OSINERG GART (), y esta comprendido en los siguientes intervalos horarios:

1ER. INTERVALO HORARIO: 10:00 – 12:00

2DO. INTERVALO HORARIO: 18:00 – 23:00

Para determinar los montos aportados por cada uno de los generadores se ha valorizado los MVarh (energía reactiva) aportada por cada uno a un precio único en el SEIN y este es **0.001112 \$/KVarh** (establecido en el procedimiento y

revisado cada 6 meses por la División de Estudios del COES) que llevado al tipo de cambio de la fecha resulta: 3.60399 \$/MVarh.

Los cálculos obtenidos par el mes de Agosto del 2006 arrojaron los siguientes valores:

**Tab. 6.2** –Tipo de cambio para el mes de Agosto 2006.

<b>TIPO CAMBIO</b>	
<b>S/\$</b>	<b>3.241</b>
<b>ENERGIA</b>	<b>COSTO(\$/.)</b>
1 KVARh	0.001112
1MVARh	1.112

**Tab. 6.3** – Costo del MVarh en el COES SINAC

<b>Costo de la Energía Reactiva en el SPT</b>	
<b>ENERGIA</b>	<b>COSTO(\$/.)</b>
1 KVARh	0.00360
1MVARh	3.60399

**Tab. 6.4** – Valorización de la Energía Reactiva Inyectada por los generadores.

<b>Gi - VALORIZACION DE LA ENERGIA APORTADA POR LOS GENERADORES - AGOSTO 2006</b>		
<b>EPRESAS</b>	<b>Q(MVarh)</b>	<b>S/.</b>
ELECTROPERU	32,753	118,041
EDEGEL	48,867	176,117
CAHUA	1,668	6,011
EGENOR	6,649	23,963
EDEGEL-1 (*)	7,143	25,744
ELECTROANDES	3,993	14,391
SHOUGESA	435	1,566
EEPSA	824	2,970
TERMOSELVA	6,586	23,734
EGEMSA	2,113	7,613
SAN GABAN	0	0
EGESUR	692	2,492
ENERSUR	8,934	32,199
EGASA	534	1,926
SM CORONA	23	84
SANTA ROSA	26	93

**Tab. 6.5 – Costo de la energía aportada por cada generador “i”  
y costos incurridos en la regulación de la tensión.**

<b>COSTO DE LA ENERGIA REACTIVA APORTADA POR CADA GENERADOR INTEGRANTE DEL COES-SINAC Y COMPENSACION POR REGULACION DE TENSION</b>			
<b>EMPRESAS</b>	<b>POR ENERGIA</b>	<b>REG. TENSION AGOSTO 2006</b>	<b>Si</b>
ELECTROPERU	118,041		118,041
EDEGEL	176,117		176,117
CAHUA	6,011		6,011
EGENOR	23,963	8,286	32,249
EDEGEL-1 (*)	25,744		25,744
ELECTROANDES	14,391		14,391
SHOUGESA	1,566		1,566
EEPSA	2,970		2,970
TERMOSELVA	23,734		23,734
EGEMSA	7,613		7,613
SAN GABAN	0		0
EGESUR	2,492		2,492
ENERSUR	32,199		32,199
EGASA	1,926		1,926
SM CORONA	84		84
SANTA ROSA	93		93

<b>Sum (Si)</b>	445,232
<b>ST</b>	0
<b>TOT= Sum (Si) + ST</b>	445,232

ST:Costo equivalente mensual correspondiente a la anualidad del  
equipamiento de compensación reactiva en operación



Tab. 6.6 – Aporte requerido de los generadores.

<b>APORTE REQUERIDO DE LOS GENERADORES PARA EL MES DE AGOSTO 2006</b>		
[SUM(Li)] =		327,796
<b>EMPRESA</b>	<b>MWh</b>	<b>S/.</b>
ELECTROPERU	172,352.2	94,805.991
EDEGEL	148,606.1	81,743.969
CAHUA	12,299.5	6,765.626
EGENOR	33,538.8	18,448.758
EDEGEL-1 (*)	54,642.3	30,057.144
ELECTROANDES	22,702.0	12,487.744
SHOUGESA	4,425.6	2,434.390
EEPSA	19,303.7	10,618.424
TERMOSELVA	35,141.1	19,330.096
EGEMSA	18,627.0	10,246.197
SAN GABAN	14,499.1	7,975.563
EGESUR	1,102.8	606.615
ENERSUR	26,950.6	14,824.756
EGASA	28,562.3	15,711.285
SM CORONA	3,052.0	1,678.816
SANTA ROSA	109.7	60.323
<b>TOTAL</b>	<b>595,914.9</b>	<b>327,795.7</b>

(\*) EDEGEL-1 = es la EX-ETEVENSA

**Tab. 6.7 – Compensación por arranques, de baja eficiencia.**

<b>Compensaciones por consumos de baja eficiencia de combustible de arranques para regular tensión Agosto - 2006</b>	
<b>Empresas</b>	<b>Monto de Compensación</b>
ELECTROPERU	0
EDEGEL	0
CAHUA	0
EGENOR	8,286
EDEGEL-1 (*)	0
ELECTROANDES	0
SHOUGESA	0
EEPSA	0
TERMOSELVA	0
EGEMSA	0
EGASA	0
EGESUR	0
ENERSUR	0
SAN GABAN	0
SOCIEDAD MINERA CORONA	0
ELECTRICA SANTA ROSA	0
<b>TOTAL</b>	<b>1,004</b>

### **6.2.6 El Fondo de Compensación Reactiva (FCR)**

Fondo de Compensación Reactiva del COES-SINAC, que contiene el saldo acumulado de los montos recaudados por Facturación de energía reactiva (FER) y deducidos los montos pagados a generadores ( $S_i$ ) y transmisora (ST).

Tab. 6.8 – Calculo del FCR para el mes de agosto 2006.

**MES DE AGOSTO 2006**

<b>Concepto</b>	<b>S/.</b>
<i>FER</i>	117435.95
<i>Sum (Si)</i>	445,232
<i>ST</i>	0
<i>Sum (Si)+ST</i>	445,232
Recaudación por exceso de consumo de reactiva a los distribuidores y CL Aporte por concepto de generación de ER (valorizado para los periodos de punta reactivos) y RT Anualidad del equipamiento de Compensación Reactiva	
<b>FCR : FONDO DE COMPENSACION REACTIVA</b>	
$FCR = FER - ([SUM(Si)] + ST)$	
<b>FCR</b>	-327,796
<b>FCR</b>	0
$[SUM(Li)] = [SUM(Si)] + ST - FCR$	
$[SUM(Li)] =$	327,796
Como resulta negativo para el FCR para el siguiente mes en este caso Setiembre. El FCR vale cero	

Como el fondo de compensación reactiva resulta negativo, esto quiere decir que las empresas deben aportar para formar la bolsa (Sum(Li)), con la finalidad de cubrir el pago a los generadores que proveyeron el reactivo y al transmisor. Esta bolsa se forma en función a la energía activa total registrada durante las horas de punta de reactivo en la medición de su punto de entrega.

**Tab. 6.9 – Obtención del faltante del FCR.**  
 Prorrateo en función de la energía reactiva de punta.

<b>APORTE REQUERIDO DE LOS GENERADORES PARA EL MES DE AGOSTO 2006</b>		
[SUM(Li)] =		327.796
<b>EMPRESA</b>	<b>MWh</b>	<b>\$/</b>
ELECTROPERU	172.352,2	94.805,991
EDEGEL	148.606,1	81.743,969
CAHUA	12.299,5	6.765,626
EGENOR	33.538,8	18.448,758
EDEGEL-1 (*)	54.642,3	30.057,144
ELECTROANDES	22.702,0	12.487,744
SHOUGESA	4.425,6	2.434,390
EEPSA	19.303,7	10.618,424
TERMOSELVA	35.141,1	19.330,096
EGEMSA	18.627,0	10.246,197
SAN GABAN	14.499,1	7.975,563
EGESUR	1.102,8	606,615
ENERSUR	26.950,6	14.824,756
EGASA	28.562,3	15.711,285
SM CORONA	3.052,0	1.678,816
SANTA ROSA	109,7	60,323
<b>TOTAL</b>	<b>595.914,9</b>	<b>327.795,7</b>

(\*) EDEGEL-1 = es la EX-ETEVENSA

Tab. 6.10A – Pagos de FCR las empresas integrantes.

<b>PAGOS DEL FCR A INTEGRANTES POR TRANSFERENCIAS DE ENERGIA REACTIVA</b>			
<b>A.- MOVIMIENTO DEL FONDO DE COMPENSACION REACTIVA (EN NUEVOS SOLES)</b>			
<b>AGOSTO - 2006</b>			
<b>EMPRESA</b>	<b>FER</b>	<b>APOORTE DEL FER (EMPRESAS) AGOS. 2006</b>	<b>FCR PARA SET. DE 2006</b>
ELECTROPERU	18.592	18.592	0
EDEGEL	24.957	24.957	0
CAHUA	5.211	5.211	0
EGENOR	5.693	5.693	0
ELECTROANDES	2.112	2.112	0
SHOUGESA	3.841	3.841	0
EEPSA	6.744	6.744	0
EDEGEL-1 (*)	0	0	0
TERMOSELVA	2.789	2.789	0
EGEMSA	9.209	9.209	0
SAN GABAN	2.341	2.341	0
EGESUR	404	404	0
ENERSUR	19.422	19.422	0
EGASA	15.865	15.865	0
SM CORONA	254	254	0
SANTA ROSA	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>117.436</b>	<b>117.436</b>	<b>0</b>

Tab. 6.10B – Compensación por baja eficiencia y regulación de tensión.

<b>B.- VALORIZACION DE ENERGIA REACTIVA ENTREGADA , COMPENSACION POR REGULACION DE TENSION AGOSTO - 2006</b>			
<b>EMPRESA</b>	<b>VALORIZACION E. REACTIVA</b>	<b>COMPENSACION REG. TENSION</b>	<b>TOTAL</b>
ELECTROPERU	118.041	0	118.041
EDEGEL	176.117	0	176.117
CAHUA	6.011	0	6.011
EGENOR	23.963	8.286	32.249
EDEGEL-1 (*)	25.744	0	25.744
ELECTROANDES	14.391	0	14.391
SHOUGESA	1.566	0	1.566
EEPSA	2.970	0	2.970
TERMOSELVA	23.734	0	23.734
EGEMSA	7.613	0	7.613
SAN GABAN	0	0	0
EGESUR	2.492	0	2.492
ENERSUR	32.199	0	32.199
EGASA	1.926	0	1.926
SM CORONA	84	0	84
SANTA ROSA	93	0	93
<b>TOTAL</b>	<b>436.946</b>	<b>8.286</b>	<b>445.232</b>

### 6.3 Puntos de entrega de Energía Reactiva

En el SEIN para fines de valorización de energía reactiva se ha determinado los puntos de entrega de energía reactiva y estos son:

Tab. 6.11 – Listado de puntos de entrega.

<b>DESCRIPCION DE LOS CODIGOS DE LOS PUNTOS DE ENTREGA DE ENERGIA REACTIVA</b>	
<b>EMPRESA</b>	
<b>CODIGO</b>	<b>DESCRIPCION</b>
<b>EDEGEL</b>	
I8EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Santa Rosa UTI
I9EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Huinco
E9EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Matucana
E19EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de CC.HH. Moyopampa, Huampani y Callahuanca.
E20EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de CC.HH. Moyopampa, Huampani y Callahuanca.
E21EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Callahuanca.

Continúa...

E22EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de CC.HH. Moyopampa y Callahuanca.
E23EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de CC.HH. Moyopampa y Callahuanca.
E24EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Huampaní.
E27EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Moyopampa.
E29EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Callahuanca.
E30EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Huampaní
E31EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Callahuanca
E41EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Santa Rosa BBC
E42EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Santa Rosa BBC
E43EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Santa Rosa BBC
I44EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Westinghouse
E21EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Callahuanca
I92EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Yanango
<b>ELECTROPERU</b>	
I1EP	Entrega de ELECTROPERU proveniente de C.H. Mantaro
I2EP	Entrega de ELECTROPERU proveniente de C.H. Mantaro
I3EP	Entrega de ELECTROPERU proveniente de C.H. Mantaro
I4EP	Entrega de ELECTROPERU proveniente de C.H. Mantaro
<b>CAHUA-CNP</b>	
E1CA	Entrega de CAHUA proveniente de C.H. Cahua
E2CA	Entrega de CNP proveniente de C.H. Gallito Ciego
E3CA	Entrega de CNP proveniente de C.T. Pacasmayo.
<b>ETEVENSA</b>	
I1V	Entrega de ETEVENSA proveniente de C.T. Ventanilla
<b>EEPSA</b>	
E2EEP	Entrega de EEPSA proveniente de C.T. Malacas
<b>EGENOR</b>	
E1EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Paita
E3EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Sullana
E4EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Piura
E5EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Piura
E6EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Chiclayo Oeste
I22EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.H. Carhuaquero
E8EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Chimbote 3
E9EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Chimbote 1,2
E10EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.H. de Cañón del Pato
E11EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Trupal
E12EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Trujillo
Continua...	

Tab. 6.12 – Puntos de entrega de energía reactiva.

<b>PUNTOS DE ENTREGA DE ENERGIA REACTIVA</b>	
<b>EMPRESA</b>	
<b>CODIGO</b>	<b>DESCRIPCION</b>
<b>SHOUGESA</b>	
E1SH	Entrega de SHOUGESA proveniente de C.T San Nicolás
<b>EGECEN</b>	
E1EGC	Entrega de EGENEN proveniente de CC.HH. Yaupi, Malpaso, Pachachaca y Oroya
<b>AGUAYTIA</b>	
I1AGT	Entrega de AGUAYTIA proveniente de C.T. Aguaytía
<b>EGEMSA</b>	
E1M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.H. Machupicchu
E2M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.H. Herca
E3M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.T. Dolorespata
E4M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.T. Taparachi
E5M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.T. Bellavista
<b>SAN GABAN</b>	
E1B	Entrega de SAN GABAN Proveniente de C.H. San Gaban
E2B	Entrega de SAN GABAN Proveniente de C.T. Tintaya
E3B	Entrega de SAN GABAN Proveniente de C.T. San Rafael
<b>EGASA</b>	
E74G	Entrega de EGASA Proveniente de C.H. Charcani V
E75G	Entrega de EGASA Proveniente de C.H. Charcani 123
E76G	Entrega de EGASA Proveniente de C.H. Charcani IV
E77G	Entrega de EGASA Proveniente de C.H. Charcani VI
E78G	Entrega de EGASA Proveniente de C.T. Chilina
E79G	Entrega de EGASA Proveniente de C.T. Mollendo
<b>EGESUR</b>	
E84S	Entrega de EGESUR Proveniente de C.H. Aricota 1
E85S	Entrega de EGESUR Proveniente de C.H. Aricota 2
E86S	Entrega de EGESUR Proveniente de C.T. Calana
E87S	Entrega de EGESUR Proveniente de C.T. Moquegua
<b>ENERSUR</b>	
E102N	Entrega de ENERSUR Proveniente de C.T. Ilo 1
E103N	Entrega de ENERSUR Proveniente de C.T. Ilo 2

Se da la energía registrada por los medidores electrónicos en los puntos de entrega de energía reactiva:



Tab. 6.13 – Listado de puntos de entrega con su respectiva energía reactiva del mes.

<b>APORTES DE ENERGIA REACTIVA EN LOS PUNTOS DE ENTREGA (MVARh)</b>					
<b>EGENOR</b>					
SECHO	CT TRUJ	C . PATO	CT CHIMB1,2	CT CHIMB 3	TV TRUPAL
I22EGN	E12EGN	E10EGN	E9EGN	E8EGN	E11EGN
8612.79	200.24	8050.47	0.00	41.77	0.00
<b>EGENOR</b>					
PAITA 4,16	PAITA 10	SULLANA	PIURA 4,8	PIURA 10	CHICLAYO
E1EGN	E2EGN	E3EGN	E4EGN	E5EGN	E6EGN
9.80	96.29	296.52	160.95	3168.55	2890.82
<b>EGENOR</b>					
PIURA TGAS					
0					
1453.37					
<b>ELECTROPERU</b>					
SETAL	SEZAP	LIMA	SEIN	SECALLA	PUCALLPA
I110EP	I3EP	I1EP	I4EP	I2EP	0
0.00	16639.61	37604.58	18123.44	37927.43	1830.50
<b>ELECTROPERU</b>					
UTI	2002SR	2007BB	601SR	602SR	603HU
I8EGL	I9EGL	E9EGL	E19EGL	E20EGL	E21EGL
17816.76	44844.08	24626.48	203.26	454.82	2279.12
<b>ELECTROPERU</b>					
605SA	606BA	654NA	673CHO	T220BB	TG02SR
E22EGL	E23EGL	E24EGL	E27EGL	E31EGL	E41EGL
328.17	84.59	5692.25	1771.93	9662.10	14491.41
<b>ELECTROPERU</b>					
TG03SR	TG4SR	YANANGO			
E42EGL	E43EGL	I92EGL			
0.00	0.00	0.00			
<b>CAHUA</b>		<b>EDEGEL-1 (EX ETEVENSA)</b>		<b>ELECTROANDES</b>	
E1CA		E1V		0	
0		0		0	
5689.81		17158.43		16933.74	

Continúa...

SM MARCONA	SHOUGESA	CAHUA
HUANCHOR	E1SH	E3CA
E44EDG	0	0
97.81	1173.72	0.00

EEPSA	TERMOSELVA	
I51EEP	E1AGT	E1AGT
0	0	0
4101.32	21086.18	21086.18

EGEMSA		
MACHUPICCHU	HERCCA	DOLORESPATA
E1M	E2M	E3M
6001.66	0.00	4.20

SAN GABAN				
SAN GABAN	SAN RAFAEL	TINTAYA	TAPARACHI	BELLAVISTA
E1B	E3B	E2B	E4B	E5B
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

EGESUR				
TOMASIRI	ARIC138	SARITA	CALANA	MOQUEGUA
E84S	E85S	E86S	E87S	E88S
2175.64	1.18	0.00	18.23	0.00

ENERSUR				
MONTALVO	TOQUEPALA	Ciudad Ilo	Ciudad MOQUE	YUNCAN
E103N	E104N	E105N	E106N	0
23924.38	0.00	1007.96	844.85	4270.24

EGASA				
CHARCANI V	CHARC12346	YURA	CHILINA	MOLLENDO
E74G	E75G	E76G	E78G	E79G
47.20	888.92	0.00	701.18	2.58

SANTA ROSA
0
0
88.18

#### 6.4 Resultados

Finalmente tenemos los resultados para la Transferencia de Energía Reactiva entre los integrantes del COES. Se tiene lo recaudado por concepto de aporte de Energía Reactiva inyectada al Sistema, lo recaudado por concepto FER y el aporte de cada generador en base al prorateo de la Energía Activa en las horas de punta reactivos del mes.

**Tab. 6.15 – Determinación del saldo resultante luego de realizado el balance de acuerdo al Procedimiento N° 15 COES.**

<b>PAGOS ENTRE GENERADORAS INTEGRANTES DEL COES-SINAC POR TRANSFERENCIAS DE ENERGIA REACTIVA (*) AGOSTO-2006</b>					
<b>BALANCE ENTRE GENERADORES INTEGRANTES (EN NUEVOS SOLES)</b>					
<b>EMPRESA</b>	<b>TRANS-FERENCIA ENERGIA REACTIVA</b>	<b>RECIBE DEL FER</b>	<b>SALDO ANTES DEL APORTE</b>	<b>APORTE DE GENERADOR</b>	<b>SALDO S/.</b>
ELECTRO-PERU	118.041	18.592	99.449	(94.806)	4.643,38
EDEGEL	201.861	24.957	176.904	(111.801)	65.102,56
CAHUA	6.011	5.211	800	(6.766)	(5.965,40)
EGENOR	32.249	5.693	26.556	(18.449)	8.107,14
ELECTRO-ANDES	14.391	2.112	12.279	(12.488)	(208,50)
SHOUGESA	1.566	3.841	(2.275)	(2.434)	(4.709,01)
EEPSA	2.970	6.744	(3.775)	(10.618)	(14.393,13)
TERMO-SELVA	23.734	2.789	20.945	(19.330)	1.615,08
EGEMSA	7.613	9.209	(1.596)	(10.246)	(11.841,99)
SAN GABAN	0	2.341	(2.341)	(7.976)	(10.317,02)
EGESUR	2.492	404	2.089	(607)	1.482,09
ENERSUR	32.199	19.422	12.777	(14.825)	(2.048,03)
EGASA	1.926	15.865	(13.939)	(15.711)	(29.650,66)
SM CORONA	84	254	(170)	(1.679)	(1.849,08)
SANTA ROSA	93	0	93	(60)	32,56
<b>TOTAL</b>	<b>445.232</b>	<b>117.436</b>	<b>327.796</b>	<b>-327.796</b>	<b>-0,000</b>

De aquí se tiene que las empresas con saldo positivo son aquellas que cobran y aquellas con saldo negativo son aquellas que pagan.

Así se tiene:

**Tab. 6.16A – Saldos positivos cobran**

<b>COBRAN</b>	
<b>EMPRESA</b>	<b>S/.</b>
ELECTROPERU	4.643
EDEGEL	65.103
EGENOR	8.107
TERMOSELVA	1.615,08
EGESUR	1.482,09
SANTA ROSA	32,56

Tab. 6.16B – Saldos negativos pagan.

<b>PAGAN</b>	
<b>EMPRESA</b>	<b>S/.</b>
CAHUA	(5.965)
ELECTROANDES	(209)
SHOUGESA	(4.709)
EEPSA	(14.393,13)
EGEMSA	(11.841,99)
SAN GABAN	(10.317,02)
ENERSUR	(2.048,03)
EGASA	(29.650,66)
SM CORONA	(1.849,08)

Tab. 6.17 – Pagos del FCR a los generadores.

<b>PAGOS DEL FCR A GENERADORES INTEGRANTES ( EN NUEVOS SOLES)</b>		
<b>DE</b>	<b>A</b>	<b>S/.</b>
FCR (ELECTROPERU)	ELECTROPERU	18.592
FCR (EDEGEL)	EDEGEL	24.957
FCR (CAHUA)	CAHUA	5.211
FCR (EGENOR)	EGENOR	5.693
FCR (ELECTROANDES)	ELECTROANDES	2.112
FCR (SHOUGESA)	SHOUGESA	3.841
FCR (EEPSA)	EEPSA	6.744
FCR (TERMOSELVA)	TERMOSELVA	2.789
FCR (EGEMSA)	EGEMSA	9.209
FCR (SAN GABAN)	SAN GABAN	2.341
FCR (EGESUR)	EGESUR	404
FCR (ENERSUR)	ENERSUR	19.422
FCR (EGASA)	EGASA	15.865
FCR (SM CORONA)	SM CORONA	254
FCR(SANTA ROSA)	SANTA ROSA	0

Tab. 6.17 – Pagos entre generadores del COES.

<b>PAGOS ENTRE GENERADORES INTEGRANTES POR TRANSFERENCIA DE ENERGIA REACTIVA Y COMPENSACION POR REGULACION DE TENSION (EN NUEVOS SOLES) - Agosto 2006</b>							
DE	A	A	A	A	A	A	TOTAL
	ELECTRO- PERU	EDEGEL	EGENOR	TERMO- SELVA	EGESUR	SANTA ROSA	
CAHUA	342,04	4.795,62	597,19	118,97	109,17	2,40	5.965,40
ELECTRO- ANDES	11,96	167,62	20,87	4,16	3,82	0,08	208,50
SHOU- GESA	270,00	3.785,60	471,42	93,91	86,18	1,89	4.709,01
EEPSA	825,27	11.570,72	1.440,89	287,05	263,41	5,79	14.393,13
EGEMSA	678,99	9.519,84	1.185,49	236,17	216,72	4,76	11.841,99
SAN	591,56	8.293,91	1.032,83	205,76	188,82	4,15	10.317,02
GABAN	117,43	1.646,42	205,03	40,84	37,48	0,82	2.048,03
ENER- SUR	1.700,11	23.836,34	2.968,31	591,34	542,65	11,92	29.650,66
EGASA	106,02	1.486,49	185,11	36,88	33,84	0,74	1.849,08
SM							
CORONA							
<b>TOTAL</b>	<b>4.643,38</b>	<b>65.102,56</b>	<b>8.107,14</b>	<b>1.615,08</b>	<b>1.482,09</b>	<b>32,56</b>	<b>80.982,82</b>

## **CAPITULO VII**

### **MODELAMIENTO Y APLICACIÓN DE OPF DEL SEIN**

#### **7.1 Introducción**

En ese capítulo se expondrá sobre los resultados de la utilización del OPF "SIPARIO" utilizado por el consultor [1]. Así mismo se revisa la metodología empleada aplicable por cualquier otro programa de OPF.

Se ha considerado las situaciones típicas de funcionamiento del SEIN y los escenarios que se presentan en el sistema peruano durante los años 2003 y 2004.

La utilización de un programa de OPF trae consigo las siguientes ventajas:

- Una gestión óptima de los reactivos del sistema
- Mejor calidad en el servicio, y mejores perfiles de tensión.
- Menores pérdidas en las líneas de transporte y mejor aprovechamiento de la capacidad de éstas.
- Adecuada distribución geográfica de los reactivos con la consiguiente mejora de la seguridad del sistema.
- Los estudios de OPF (Optimal Power Flow) también ponen en evidencia que zonas presentan problemas de reactivos

#### **7.2 Características de la demanda en el SEIN**

Para la aplicación del OPF se tuvo el criterio de en que escenarios se presentan los casos más críticos de requerimientos de potencia reactiva por el SEIN, definiéndose un número limitado de puntos de operación.

La Fig. 7.1 muestra el comportamiento de la demanda en nuestro sistema durante una semana determinada. Se observa un patrón constante de lunes a sábado excepto el domingo.

Tomando en cuenta a cada patrón se puede observar que existe un mínimo, un medio y un máximo. Siguiendo este criterio se decidió partir la demanda diaria en tres niveles de demanda:

- Mínima Demanda: de 01:00 – 07:00 horas.
- Media Demanda: de 23:00 – 01:00 y de 07:00 – 18:00 horas.
- Máxima Demanda: de 18:00 – 23:00 horas.

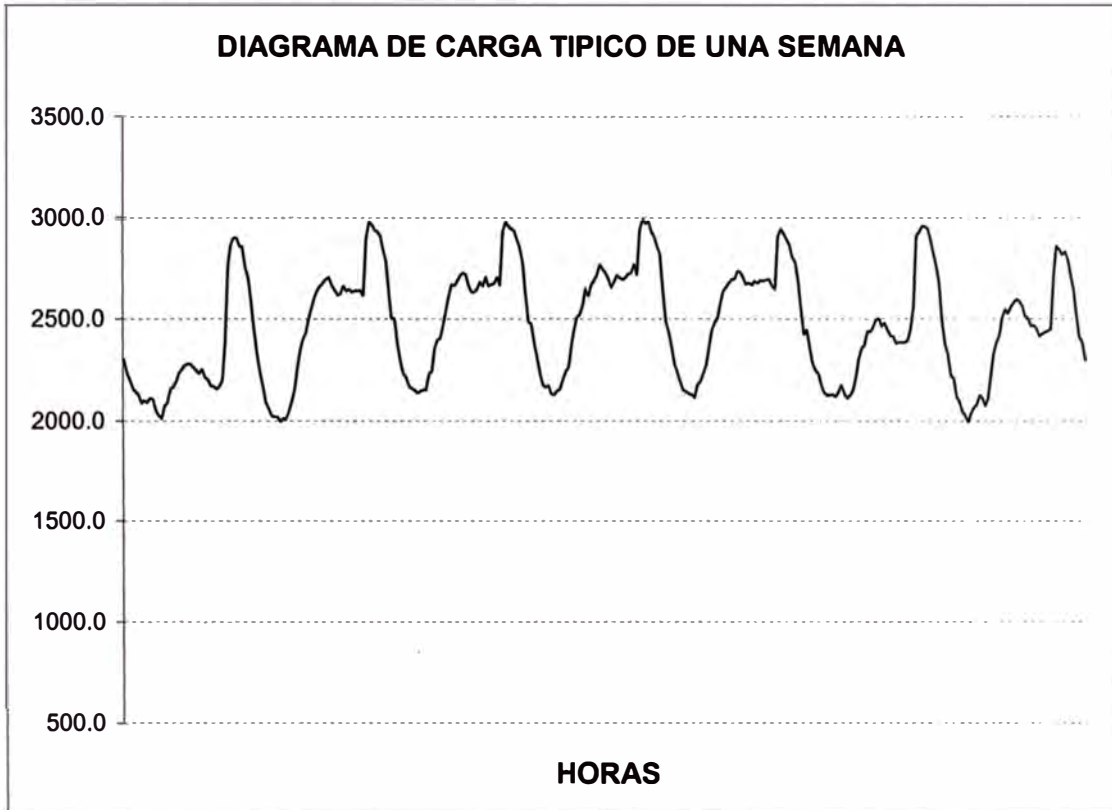


Fig. 7.1 Comportamiento semanal de la demanda en el SEIN.

El intervalo de máxima demanda coincide con lo definido en la resolución 015-95 P/CTE sobre las "Horas del Punta".

### 7.3 Descripción del OPF

#### 7.3.1 Antecedentes

Debido a los problemas ocurridos en el SEIN, básicamente fallas, se ha evidenciado una carencia de reactivos en la zona de Lima principalmente en las horas de máxima carga, pudiendo llevar al colapso de tensión en esta zona. Por tanto resulta necesaria la optimización de la gestión de los reactivos existentes y la promoción de la inversión de nuevas fuentes de generación de reactivos en las zonas con escasez de reactivos.

Es por ello que se ha elaborado procedimientos de optimización para la operación y la planificación de los sistemas eléctricos, entre estos tenemos a:

- Los OPFs ( Optimal Pwer Flow)
- Los ORPF ( Optimal Reactive Power Flow)

El segundo es de nuestro interés y esta dedicado a la optimización de las variables de reactivo (magnitudes de la tensión e inyección reactiva).

### 7.3.2 Función objetivo y significado de los multiplicadores de la potencia reactiva.

Los programas de ORPF son capaces de optimizar una función objetivo seleccionado. La función objetivo a optimizar es la de la minimización de las perdidas activas, habiendo otras posibilidades de optimización.

La función objetivo del ORPF está considerando la sumatoria del total de pérdidas activas en el sistema.

El programa usado por el Consultor es el ORPF "SIPARIO", el cual ejecuta una optimización conjunta de activa y reactiva considerando la minimización de los costos variables de generación. Se ha considerado esta función objetivo para obtener los multiplicadores de Lagrange los cuales nos dan mayores indicaciones.

Para la optimización de reactivos con el ORPF se esta considerando la optimización de la Energía Activa como primera prioridad, es de decir el despacho de reactiva debe de seguir a la de activa.

### 7.3.3 Cálculo de los multiplicadores de Lagrange.

LA función objetivo (FO) considerado es:

$$FO = \sum_{i=1}^{Ngter} (C_{oi} + C_{1i} \cdot P_i + C_{2i} \cdot P_i^2) \dots\dots\dots (7.1)$$

Donde:

Coi, C1i, C2i : Coeficientes de costo del i-esimo generador térmico.

Pi : Potencia activa generada por el i-esimo generador térmico.

Ngter : numero de generadores térmicos.

La optimización considera las 2N ecuaciones nodales de balance de activa y de reactiva. También considera las restricciones como vínculos de desigualdad de: las tensiones, las potencias activas de las unidades, las potencias reactivas de las todas las unidades, la relación de Tap bajo carga y los valores de compensación shunt.

Una de las formas de limitar el despacho de reactivo de las unidades es recurriendo a las curvas de capacidad de las mismas. Este método no fue considerado por el consultor.



Los multiplicadores de Lagrange son denominados los “Multiplicadores de Zona” y reflejan la variación del a la FO, es decir un multiplicador zonal es el costo adicional (en US\$/h) de 1MVAR de reactivo que se requiere alimentar a la demanda.

Los multiplicadores se obtienen haciendo el promedio ponderado de los valores de los multiplicadores de barras, calculados a través del ORPF, esto para cada una de las zonas del sistema, es decir:

$$M_i^Z = \frac{\sum_{n=1}^N M_n^B Q_n^L}{\sum_{n=1}^N Q_n^L} \dots\dots\dots (7.2)$$

Donde:

$M_i^Z$  Multiplicador zonal de potencia reactiva en la zona i-ésima.

N Número de barras con carga en la zona “i”.

$M_n^B$  Multiplicador de Lagrange de potencia reactiva en la barra “n” (es el costo incremental de la potencia reactiva en 1 MVAR para satisfacer la carga reactiva en la barra “n”)

$Q_n^L$  Carga reactiva en la barra “n”.

El calculo desarrollado esta en función de del costo de la potencia activa en la unidad “slack”.

#### 7.4 Metodología general de OPF a aplicarse en el SEIN

El OPF aplicado por el Consultor resuelve un modelo acoplado activo-reactivo y los estudios han sido enfocados en base al control de la tensión y el despacho de reactiva, el modelo propuesto por el consultor tiene el criterio de pegar el despacho de reactiva al de activa, el cual se desarrolla en una etapa anterior a la optimización de reactiva. No obstante el Consultor se asegura haciendo un recalcu de despacho de activa para cerrar el balance de las perdidas.

El programa SIPARIO tomó como función objetivo en la primera fase la minimización de la producción de potencia activa, donde vinculando los limites de las centrales en torno al despacho optimo activo (con banda estrecha), resulta indirectamente en una minimización de las perdidas.

Las siguientes restricciones son tomadas en cuenta en el modelo, con respecto a las magnitudes de la red.

- a) Costo de centrales termoeléctricas despachadas;
- b) + - 5% de variación para los niveles de tensión > 100 KV;
- c) + -10% de variación para los niveles de tensión < 100 KV;
- d) + -10% de variación para las barras de 220 KV de la estación de Cotaruse;
- e) + -20% de variación para los niveles de tensión = 1KV (Neutro de los transformadores equivalentes a 2 arrollamientos conectados en estrella usados para representar los transformadores de 3 arrollamientos);
- f) + -15% de variación para las tensiones las barras terminales sin carga o donde las unidades de generación se encuentran fuera de servicio;
- f1) Los valores de  $Q_{min}$  y  $Q_{max}$  (capacidad) de las unidades de generación deben respetar los vínculos de reserva de reactivo, en el caso se busque optimizar una FO que este genere.
- g) Definir bandas muy estrechas de variación de la potencia activa generada para las unidades termoeléctricas, las cuales siguen un despacho de activa en un nivel superior que el despacho de reactiva que se debe tomar en cuenta.
- h) Modelar los cambiadores automáticos bajo carga de los transformadores, usando como restricciones los valores máximos y mínimos de los TAPs.
- i) Efectuar un correcto modelado de la compensación shunt ( capacitores, reactores y SVC) con todos los bancos y unidades discretas que se disponen en el SEIN.

La banda de Tensión de +-5% adoptada para el sistema de transmisión 220 y 138 KV surgió de las limitaciones operativas que actualmente existen en el SEIN, debido a que es imposible respetar el +-2.5% indicado en la Norma NTOTR. Para subsistemas con tensiones inferiores a 70 KV se adoptado una banda de tensión del 10% debido a que los estudios demuestran que hay incertidumbre en la regulación de tensión por parte de transformadores y que afectan en la solución de OPF, con resultados alejados de la realidad. El consultor ha estimado que estas bandas adoptadas son lo suficientemente buenas para garantizar en las barras de alimentación de carga valores aceptables de funcionamiento.

## **7.5 Características principales de los escenarios**

Dado que este estudio se hizo en el año 2004, se tomaron la data de los años 2004 y 2003 proporcionados por el COES.

Para esto el consultor estimó trabajar con los escenarios, un escenario de estiaje del año 2003 y los demás escenarios del año 2004 incluyendo la Interconexión con la carga Machala del sur del Ecuador.

De acuerdo a su experiencia el consultor estimó conveniente estudiar los siguientes escenarios:

- ✓ Estiaje Máxima demanda, año 2003 (**ES03MX**);
- ✓ Avenida Máxima demanda, año 2004 (**AV04MX**);
- ✓ Avenida Media demanda, año 2004 (**AV04MD**);
- ✓ Avenida Mínima demanda, año 2004 (**AV04MN**);
- ✓ Estiaje Máxima demanda, año 2004, con interconexión con Ecuador (**ES04MX-I**);

Estos escenarios ya fueron practicados como en el año 2003, y los demás escenarios ya fueron aceptados por COES a nivel de flujos de carga.

**Tab. 7.1-** Perfil de tensiones en la red de 220 KV  
(Caso de referencia)

<b>Perfil de Tensiones en la Zona de Lima</b>		
<b>Barra</b>	<b>Tensión</b>	<b><math>\Delta</math> v (%)</b>
C. ARMIÑO	239,8	9,0%
RESTITU1	239,8	9,0%
INDEPEND	224,4	2,0%
SAN JUAN	210,6	-4,3%
BALNEARI	209,1	-5,0%
STA. ROSA	210,0	-4,5%
BARSI	208,3	-5,3%
CHAVARR	209,4	-4,8%
SANJUAN3	60,4	0,7%

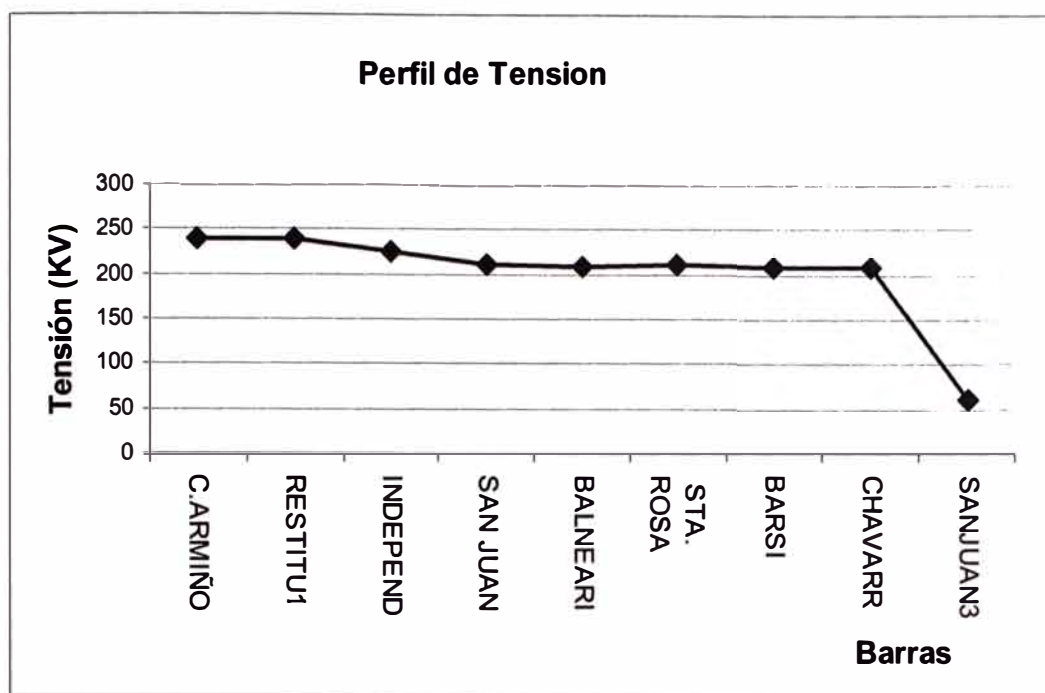


Fig. 7.2- Perfil de tensiones en la red de 220 KV (Caso de referencia)

## 7.6 Costos variables de producción

Con diferencia a otros mercados eléctricos liberalizados, el SEIN tiene bajo su disposición toda la información respecto a los costos de producción de las unidades de generación y es él quien determina un costo promedio minimizando el costo de producción sobre la base de los costos variables.

Los costos de producir la potencia activa por los generadores termoeléctricos esta plenamente identificado, siendo éstos función del costo del combustible, el poder calorífico relativo y el rendimiento de la unidad de producción.

Se muestra un extracto de los costos variables hallados en el sitio Web del COES publicados en la Estadística Anual de Operaciones del COES, ver tabla. 7.2.

Dado que en el 2004 hace su ingreso en el sistema las unidades de la CT. Ventanilla se ha considerado conjuntamente con la interconexión con el Ecuador, estas unidades comenzaron a operar en los meses de agosto y setiembre del año 2004 con el gas natural de Camisea, y sus costos estimados aquella vez por el consultor fue con un costo inferior el de Aguaytia.

Tab. 7.2- Costos Variables de generación térmica en el SEIN.

<b>Unidad</b>	<b>Tipo</b>	<b>Costo Variable (US\$/MWh)</b>
Aguaytia G1	TG Gas Natural	28
Aguaytia G2	TG Gas Natural	28
Ilo TV3	TV Residual	45
Ilo 2	TV Carbón	15
Malacas TG4	TG Gas Natural	33
Santa Rosa UTI6	TG Diesel	90

El generador de Santa Rosa tiene un costo variable muy alto (90 \$/MWh), por lo que solo opera en estiaje extremo, caso del año 2004 de estiaje extremo, ó para poder regular tensión en la zona de Lima en la época de avenida o estiaje.

### 7.7 Ejemplo de cálculo de la función objetivo del OPF

Para la simulación con el OPF del escenario Avenida Máxima Carga 2004 se ha considerado la operación de 04 centrales con sus respectivos costos de producción.

Con los datos de la tabla 7.3 como hipótesis sobre los costos variables de generación, pasamos a presentar un cálculo de la función objetivo del problema de OPF.

**Tab. 7.3 – Costos de operación totales en el OPF Escenario  
Avenida 2004 Máxima Demanda.**

<b>Unidad</b>	<b>Costo Variable (US\$/MWh)</b>	<b>Generación (MW)</b>	<b>Costo Op. \$/ hora</b>
Aguaytia G1	28	82	2296
Aguaytia G2	28	82	2296
Malacas TG4	33	80	2640
Santa Rosa UTI6	90	35	3150
<b>Total</b>		<b>279</b>	<b>10382</b>

En la definición de los costos de operación totales el OPF no tiene en cuenta las valorizaciones para aquellos reactivos producidos fuera de la banda base.

### 7.8 Subdivisión zonal propuesta para el SEIN

En base a la topología, criterios de seguridad del sistema eléctrico, y otro económico de optimización del punto de operación del funcionamiento del sistema, se ha visto por conveniente particionar el sistema en zonas para efectos de valorización de la energía reactiva inductiva.

El primer criterio esta referido a la evaluación del a distancia (en MVAR) al colapso de tensión en las principales barras del sistema de transmisión.

**Tab. 7.4 - Distancias al colapso de tensión en barras de las zonas de Lima y Centro Oeste ESO3MX -Caso Base.**

<b>Barra</b>	<b>Tensión</b>	<b>Distancia (MVar)</b>
<b>Zona de lima</b>		
Balnearios	220	34.8
San Juan	220	35.8
Barsi	220	35.9
Chavarria	220	36.7
Ventanilla	220	37.1
Santa rosa	220	37.3
Cajamarquilla	220	38.5
Zapallal	220	38.7
<b>Zona Centro Oeste</b>		
Independencia	220	41.5
Huacho	220	53.1
Pomacocha	22.	56.3
Pachachaca	220	60.6
Oroya Nueva	220	66.3
Paramonga Nueva	220	71.0
Carhuamayo	220	76.7
Parasha 2	220	85.3
Vizcarra	220.	94.0
Tingo Maria	220	147.5

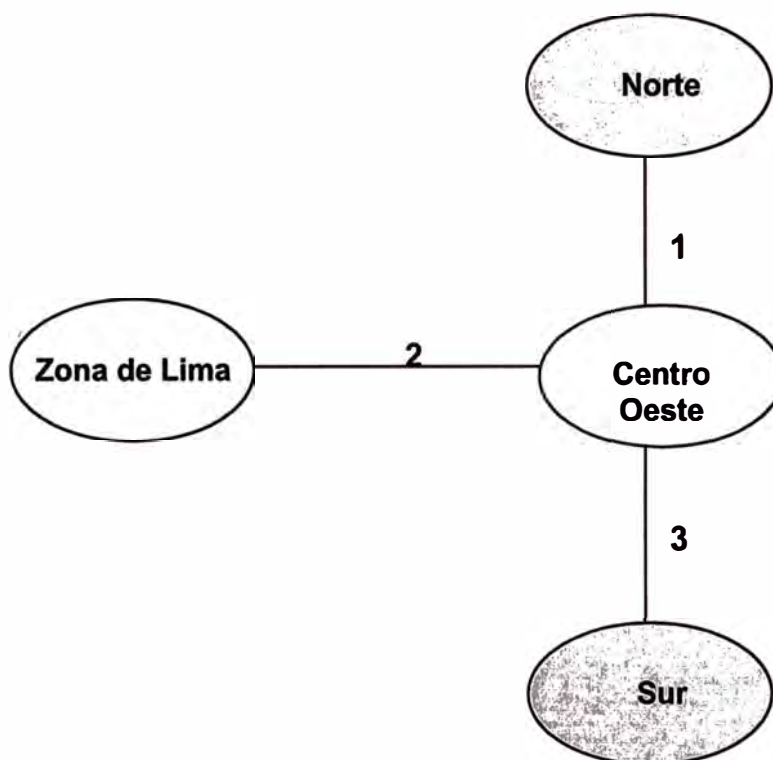
Se presenta el caso del escenario mas critico Estiaje del 2003 (ES03MX) con las unidades de Santa Rosa fuera en servicio, donde las distancias al colapso de

tensión en las principales barras de la zona de Lima y zona Centro Oeste se muestran en la Tabla 7.4.

El otro criterio que se ha tomado en cuenta para la fijación de las zonas para la valorización de la energía reactiva esta referido a la comparación que se hace de los factores de peso (los multiplicadores de Lagrange en barra) asociados a la variación (inyección o absorción) de potencia reactiva en cada barra de la red en la situación optima resultante a través del calculo de un programa de OPF. La descripción de los multiplicadores de OPF será presentada para cada escenario.

El esquema de subdivisión zonal presentado por el consultor se muestra en la Fig.7.3.

Los corredores de interconexión entre zonas quedan definidos tal como se muestra en la Fig. 7.3. Estos corredores son líneas de transmisión definidas, tal como se describe líneas abajo de la Fig. 7.3



**Fig. 7.3 - Subdivisión zonal del SEIN y líneas de interconexión**

(Norte – Centro Oeste)

Línea L-2215 (Chimbote – Paramonga Nueva)

(Centro Oeste – zona de Lima)

- Línea L-2212 (Huacho – Zapallal)
- Línea L-2221 (Huayucachi – Zapallal)
- Línea L-716 (Callahuanca 2 – Callahuanca 1)
- Línea L-2205 (Chimbote – Paramonga Nueva)
- Línea L-2207 y L-208 (Independencia – San Juan)

(Centro Oeste – Sur)

- Central Campo Armiño – Cotaruse.

**7.9 Escenarios de operación considerados**

Para la optimización con OPF se utilizó 04 escenarios, 01 escenario correspondiente a la operación del año 2003 (escenario de máxima carga) y los otros 03 para el año 2004 (Escenarios de Máxima, Media y Mínima carga).

**7.9.1 Análisis del escenario Estiaje Máxima Demanda 2003 (ES03MX)**

Para este escenario se efectuó un estudio preliminar de optimización. El caso base fue proporcionado por COES. En seguida pasamos a resumir resultados relevantes del caso base y presentamos la optimización con el programa SIPARIO.

En este escenario estuvieron en servicio 05 generadores termoeléctricos en servicio: Las dos unidades de Aguaytía TG1 y TG2, ILo 2, Ilo1 TV3 y Malacas.

**Caso Base:**

La generación de potencia activa y las pérdidas son: 2998.8 MW y 136.1 MW respectivamente.

De las unidades que han operado Fuera de Banda Establecidas se ha producido una cantidad de 186 MVAR fuera de banda inductiva y 43 MVAR fuera de banda capacitiva. La producción fuera de banda capacitiva ha sido por la central de Cañón del Pato (f.p=0.98 cap.) y la central Carhuaquero (f.p=0.955 cap.).

Los valores de distancia al colapso de tensión del caso óptimo (OPF) disminuye ligeramente respecto al caso Base ligeramente.



**Tabla 7.8.1-A. Multiplicadores zonales para el escenario  
Máxima Demanda –Estiaje 2003. Caso OPF**

Barra	Tensión-KV	Distancia-MVAR
Barsi	220	42,4
Balnearios	220	43,2
Chavarría	220	43,3
Santa Rosa	220	43,7
Ventanilla	220	43,9
San Juan	220	44,2
Marcona	220	56,6
Independencia	220	73,1

En esta parte se ha visto que el margen de reserva de potencia reactiva es solo de 22 MVAR, obligándose de esta manera a la generación forzada para el soporte de tensión, principalmente al arranque de las unidades UTI.

### **Resultados del Flujo Óptimo.**

En las siguientes tablas se sintetizan los resultados obtenidos con la aplicación del OPF, tanto para las demanda, la generación, como para las compensaciones shunt.

**Tabla 7.8.1-B. Resultados de la aplicación de OPF para el escenario estiaje MD 2003.**

Datos de carga		
Zonas Reactivas	Activa (MW)	Reactiva (MVAR)
Lima	1340,5	616,7
Centro Oeste	560,6	231,6
Norte	360,4	163,3
Sur	452,6	145,9
<b>Total</b>	<b>2714,1</b>	<b>1157,5</b>

Generación resultado del OPF			
Zonas Reactivas	Activa (MW)	Qinduc. (MVAR)	Qcap. (MVAR)
Lima	493,1	387,8	
Centro Oeste	1357,8	179,7	-9,4
Norte	513,3	56,4	-7,8
Sur	626,3	35,3	-28,7
<b>Total</b>	<b>2990,5</b>	<b>659,2</b>	<b>-45,9</b>

<b>Generación Fuera de Banda</b>		
<b>Zonas Reactivas</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Qinduc. (MVAR)</b>
Lima	226,0	
Centro Oeste	30,3	-0,7
Norte	19,7	-2,6
Sur	5,6	-0,1
<b>Total</b>	<b>281,6</b>	<b>-3,4</b>

<b>Compensación Shunt conectada</b>					
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>				
	<b>Lima</b>	<b>Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>
Capacitores shunt conectados	337	73	46	26	<b>482</b>
Reactores shunt conectados			-40	-205	<b>-245</b>
Compensadores		26,2			<b>26,2</b>
SVC	42,7				<b>42,7</b>
		-12	-32,7		<b>-44,7</b>
<b>Sub Total</b>	<b>379,7</b>	<b>87,2</b>	<b>-26,7</b>	<b>-179</b>	<b>261,2</b>

<b>Compensación Shunt disponible</b>					
<b>Capacitores shunt conectados</b>	<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>				
	<b>Lima</b>	<b>Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>
Capacitores shunt conectados	337	82	67	44	<b>530</b>
Reactores shunt conectados		-108	-60	-205	<b>-373</b>
Compensadores					<b>0</b>
SVC					<b>0</b>
<b>Sub Total</b>	<b>337</b>	<b>-26</b>	<b>7</b>	<b>-161</b>	<b>157</b>

Totalización de equipos de compensación shunt		
Equipos de Compensación	Conectados (MVAR)	Disponibles (MVAR)
Capacitores shunt conectados	482	530
Reactores shunt conectados	-245	-373
Compensadores	26,2	
SVC	42,7	
	44,7	

### 7.9.2 Análisis del escenario Avenida Máxima Demanda 2004 (AV04MX)

Para este escenario están en funcionamiento las unidades de: Aguaytia G1 y G2, Malacas y Santa Rosa (UTI 6).

Considerando la Banda propuesta resultaría en el SEIN para este escenario 180 MVAR generados fuera de banda inductiva y 16 MVAR fuera de banda capacitiva. En el siguiente esquema se pueden ver los tránsitos interzonas tanto de la potencia activa como de la reactiva para el presente escenario.

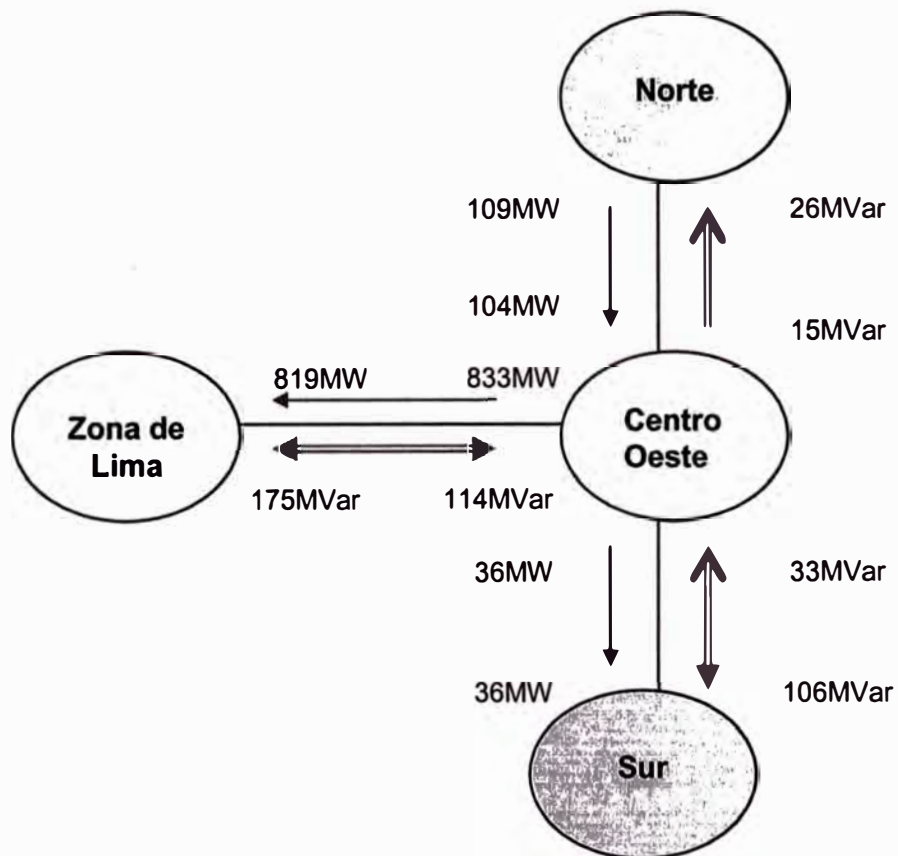


Fig. 7.8.2A. Intercambio de flujos de potencia entre zonas

Para la zona de Lima se nota una importación importante de potencia reactiva. La distancia al colapso de tensión se presenta en la siguiente tabla, y se nota un aumento con respecto al caso Estiaje máxima demanda 2003, por la presencia de la UTI casi perenne en este escenario.

**Tabla 7.8.2-A. Multiplicadores zonales correspondientes al Escenario Máxima Demanda –Avenida 2003**

Barra	Tensión-KV	Distancia-MVAR
Barsi	220	66,1
Marcona	220	31,2
Balnearios	220	65,6
Chavarria	220	67,9
Santa Rosa	220	68,3
Ventanilla	220	68,8
San Juan	220	67,6
Independencia	220	80,1

### **OPF**

Los resultados de OPF, se muestran en los siguientes cuadros en los cuales se tienen los valores de la demanda y las perdidas, así como las generaciones y las compensaciones shunt.

**Tabla 7.8.2-B. Resultados de la aplicación de OPF para el Escenario Avenida Máxima demanda 2003**

### **Escenario: Avenida 2004 Máxima Demanda (AV04MX) Resultados Base**

<b>Generación y perdidas totales</b>	
<b>Generación (MW)</b>	<b>Pérdidas (MW)</b>
2969.1	126.4

### **Resultados de OPF**

<b>Datos de carga</b>		
<b>Zonas Reactivas</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Reactiva (MVAR)</b>
Lima	1340.5	616.7
Centro Oeste	560.6	231.6
Norte	349.6	158.1
Sur	445.1	141.9
<b>Total</b>	<b>2695.8</b>	<b>1148.3</b>

<b>Generación resultado del OPF</b>			
<b>Zonas Reactivas</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Qinduc.(MVAR)</b>	<b>Qcap.(MVAR)</b>
Lima	548.9	385.9	
Centro Oeste	1412.0	120.1	-10.8
Norte	502.8	22.7	-15.9
Sur	501.0	44.5	-6.1
<b>Total</b>	<b>2964.7</b>	<b>573.2</b>	<b>-32.8</b>

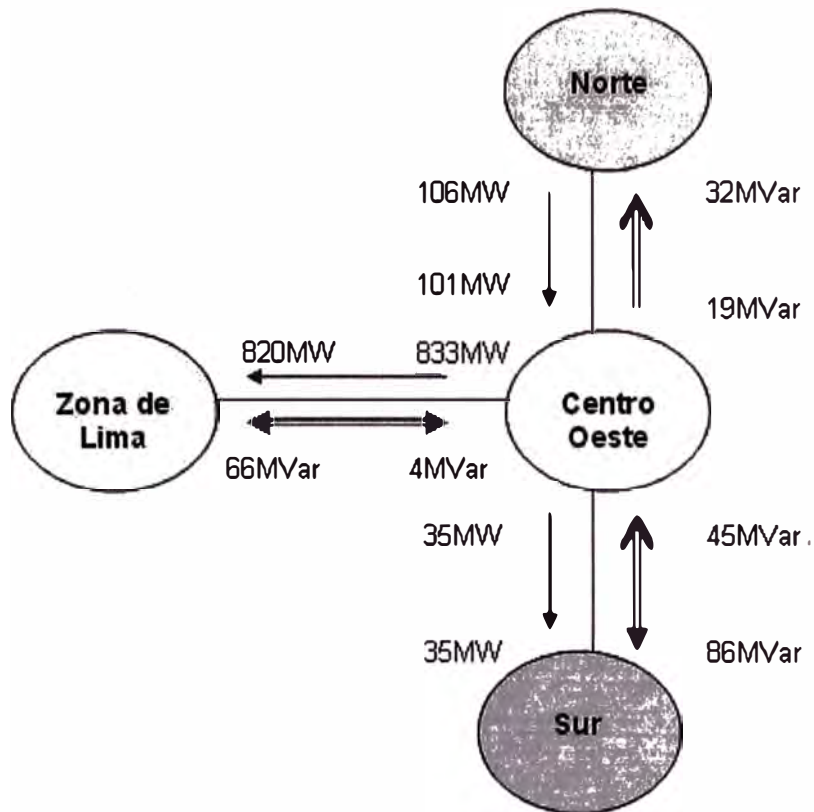
<b>Generación Fuera de Banda</b>		
<b>Zonas Reactivas</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Qinduc.(MVAR)</b>
Lima	207.6	
Centro Oeste	20	-1.3
Norte	8.4	-2.1
Sur	4.9	
<b>Total</b>	<b>240.9</b>	<b>-3.4</b>

<b>Compensación Shunt conectada</b>					
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>				
	<b>Lima</b>	<b>Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>
Capacitores shunt conectados	337	78	47	24	<b>486</b>
Reactores shunt conectados		-30	-20	-220	<b>-270</b>
Compensadores		-25.4			<b>-25.4</b>
SVC	34.4	0.8	3.6	2.5	<b>41.3</b>
<b>Sub Total</b>	<b>371.4</b>	<b>23.4</b>	<b>30.6</b>	<b>-193.5</b>	<b>231.9</b>

<b>Compensación Shunt disponible</b>					
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>				
	<b>Lima</b>	<b>Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>
Capacitores shunt conectados	337	82	67	44	<b>530</b>
Reactores shunt conectados		-108	-60	-225	<b>-393</b>
Compensadores					<b>0</b>
SVC			-12.9		<b>-12.9</b>
<b>Sub Total</b>	<b>337</b>	<b>-26</b>	<b>-5.9</b>	<b>-181</b>	<b>124.1</b>

<b>Totalización de equipos de compensación shunt</b>		
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Conectados (MVAR)</b>	<b>Disponibles (MVAR)</b>
Capacitores shunt conectados	486	530
Reactores shunt conectados	-270	-393
Compensadores	-25.4	
SVC	41.3	
	-12.9	

También se presenta un esquema para mostrar los tránsitos interzonas tanto de la potencia activa como de la reactiva para el presente escenario, para el caso OPF.



**Fig. 7.8.2B.** Intercambio de flujos de potencia entre zonas. Caso OPF  
Escenario Avenida Máxima demanda 2003.

### 7.9.3 Análisis del escenario Avenida Media Demanda 2004 (AV04MX)

Para este escenario de media carga del SEIN, estuvieron presentes las siguientes unidades en operación: Aguaytia GR1 y GR2; ILo TV1 y Malacas.

Para el caso base la generación de potencia activa total asciende a 2594.8 MW y mientras que las pérdidas ascienden a 99.4 MW. Para este escenario en el caso Base se puede observar una inyección y absorción de potencia reactiva Fuera de Banda por parte de los generadores de Lima, con lo cual hay 64MVAR generados fuera de Banda Inductiva y 14 MVAR generados Fuera de Banda Capacitiva. Y en otras zonas del SEIN con una generación fuera de Banda de 8 y 9MVAR respectivamente.

La Distancia al Colapso de Tensión está por encima de los 140MVAR en la mayor parte de las barras del Sistema de Transmisión.

### **Resultados de Flujo Óptimo.**

Los resultados de la simulación OPF, se muestra en las tablas siguientes, mostrándose los valores de las demandas por zonas, las generaciones y la compensación shunt.

**Tabla 7.8.3-A. Resultados OPF para el escenario Media Demanda 2004.**

<b>Resultados de OPF</b>		
<b>Datos de carga</b>		
<b>Zonas Reactivas</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Reactiva (MVAR)</b>
Lima	1145,3	526,4
Centro Oeste	500,2	206,5
Norte	297,1	132,5
Sur	405,5	141,3
<b>Total</b>	<b>2348,1</b>	<b>1006,7</b>

<b>Generación resultado del OPF</b>			
<b>Zonas Reactivas</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Qinduc. (MVAR)</b>	<b>Qcap. (MVAR)</b>
Lima	463,8	135,1	
Centro Oeste	1374,0	141,0	-22,0
Norte	371,1	21,9	-2,8
Sur	382,8	35,9	-20,4
<b>Total</b>	<b>2591,7</b>	<b>333,9</b>	<b>-45,2</b>

<b>Generación Fuera de Banda</b>		
<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Qinduc. (MVAR)</b>
Lima	13,6	
Centro Oeste	15,5	-5,7
Norte	0,7	-0,4
Sur	0,9	-1
<b>Total</b>	<b>30,7</b>	<b>-7,1</b>

<b>Compensación Shunt conectada</b>					
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>				
	<b>Lima</b>	<b>Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>
Capacitores shunt conectados	337	67	46	34	484
Reactores shunt conectados		-70	-60	-200	-330
Compensadores		30,1			30,1
SVC	39,7			5,4	45,1
		-19,0	-37,4		-56,4
<b>Sub Total</b>	<b>376,7</b>	<b>8,1</b>	<b>-51,4</b>	<b>-160,6</b>	<b>229,2</b>

<b>Compensación Shunt disponible</b>					
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>				
	<b>Lima</b>	<b>Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>
Capacitores shunt conectados	337	82	67	44	530
Reactores shunt conectados		-108	-60	-225	-393
Compensadores					0
SVC					0
<b>Sub Total</b>	<b>337</b>	<b>-26</b>	<b>7</b>	<b>-181</b>	<b>137</b>

<b>Totalización de equipos de compensación shunt</b>		
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Conectados (MVAR)</b>	<b>Disponibles (MVAR)</b>
Capacitores shunt conectados	484	530
Reactores shunt conectados	-330	-393
Compensadores	30,1	
SVC	45,1	
	-56,4	



Los resultados de la aplicación e OPF muestran una distribución mas uniforme de potencia reactiva, por lo menos para las unidades de Lima, de esta manera reduciéndose a 14 MVAR la generación Fuera de Banda Inductiva.

Los valores de los multiplicadores zonales obtenidos para este escenario son los siguientes:

**Tabla 7.8.3-B. Multiplicadores zonales para el escenario  
Media Demanda 2004.**

<b>Esc. Media demanda 2004</b>	
<b>Zona Reactiva</b>	<b>Multip. Relativo</b>
Lima	0,226
Centro Oeste	0,16
Norte	0,161
Sur	0,111

Se nota que con la aplicación del OPF no hay una variación sustancial en cuanto a la Distancia de Colapso de la Tensión, con respecto al caso Base.

#### **7.9.4 Análisis del escenario Avenida Mínima Demanda 2004 (AV04MN)**

El único generador en servicio para este escenario de demanda del SEIN es el de la central de Ilo1 (TV3).

Para el caso base la generación de potencia es de 1946.6 MW con perdidas de activa de 79MW. La inyección de potencia reactiva de parte de los generadores es de 276MVAR y la absorción de 129 MVAR.

Aplicando el criterio de generación dentro de un banda, estarían siendo generados fuera de banda en el SEIN 114MVAR inductivos y 65MVAR capacitivos.

Si consideramos que todas las unidades del SEIN tengan que operar a los valores fijados de 0.95 inductivo y 0.99 capacitivo se tendría 114 MVAR generados Fuera de Banda Inductiva y 65 MVAR Fuera de Banda Capacitiva.

Las centrales que están generando fuera de la banda inductiva, es decir con un valor por debajo son las unidades de la zona de Lima: Huinco, Matucana y Moyopampa, y en la zona Sur están las unidades de Aricota e ILo.

Las unidades que operan generando Fuera de la Banda Capacitiva son: En la zona de Lima está la unidades de la C.H. Callahuanca, en la zona Norte están las unidades de Cañon del Pato, Carchuaquero y Gallito Ciego y en la zona Sur se tiene a las unidades Charcanis y Sangaban..

Con respecto a los valores de distancia al colapso de tensión se adjunta la siguiente tabla.

**Tabla 7.8.4-A. Multiplicadores zonales para el escenario  
Mínima Demanda 2004.**

<b>Barra</b>	<b>Tensión-KV</b>	<b>Distancia-MVAR</b>
Pucallpa	138	26,9
Huanuco	138	85,9
Aguaytia	220	71,8
Tingo Maria	220	92,1
Antamina	220	114,6
Marcona	220	71
Ica	220	139,3
Vizcarra	220	156
Paramonga Nueva	220	195

### Resultados de Flujo Óptimo.

**Tabla 7.8.4-B. Resultados OPF para el escenario Mínima Demanda 2004.  
Época de Avenida.**

<b>Datos de carga</b>		
<b>Zonas Reactivas</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Reactiva (MVAR)</b>
Lima	710,3	324,0
Centro Oeste	384,6	159,3
Norte	247,2	108,9
Sur	378,4	133,9
<b>Total</b>	<b>1720,5</b>	<b>726,1</b>

<b>Generación resultado del OPF</b>			
<b>Zonas Reactivas</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Qinduc. (MVAR)</b>	<b>Qcap. (MVAR)</b>
Lima	331,1	19,7	-2,3
Centro Oeste	1136,5	35,7	-75,6
Norte	220,0	4,7	-1,3
Sur	251,3	44,8	-12,3
<b>Total</b>	<b>1938,9</b>	<b>104,9</b>	<b>-91,5</b>

<b>Generación Fuera de Banda</b>		
<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>	<b>Activa (MW)</b>	<b>Qinduc. (MVAR)</b>
Lima		
Centro Oeste	3,3	-8,3
Norte		-0,3
Sur	13,8	-1,3
<b>Total</b>	<b>17,1</b>	<b>-9,9</b>

<b>Compensación Shunt conectada</b>					
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>				
	<b>Lima</b>	<b>Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>
Capacitores shunt conectados	204,9	21	24,1	28,7	<b>278,7</b>
Reactores shunt conectados		-108	-60	-225	<b>-393</b>
Compensadores		-9,1			<b>-9,1</b>
		29,1			<b>29,1</b>
SVC				2,9	<b>2,9</b>
	-25,3	-25,7	-38,1		<b>-89,1</b>
<b>Sub Total</b>	<b>204,9</b>	<b>-92,7</b>	<b>-74</b>	<b>-193,4</b>	<b>-91,4</b>

<b>Compensación Shunt disponible</b>					
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Zonas Reactivas del SEIN</b>				
	<b>Lima</b>	<b>Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>
Capacitores shunt conectados	337	82	67	44	<b>530</b>
Reactores shunt conectados		-108	-60	-225	<b>-393</b>
Compensadores					
SVC					
<b>Sub Total</b>	<b>337</b>	<b>-26</b>	<b>7</b>	<b>-181</b>	<b>137</b>

<b>Totalización de equipos de compensación shunt</b>		
<b>Equipos de Compensación</b>	<b>Conectados (MVAR)</b>	<b>Disponibles (MVAR)</b>
Capacitores shunt conectados	278,7	530
Reactores shunt conectados	-393	-393
Compensadores	-9,1	
	29,1	
SVC	2,9	
	-89,1	

Los valores de multiplicadores zonales resultantes de la simulación de OPF se adjuntan en la siguiente tabla. Resultando para Lima un valor bajo debido a la poca necesidad en este escenario y que es cubierto por las centrales en esta zona.

**Tabla 7.8.3-B.** Multiplicadores zonales para el Escenario Avenida Mínima Demanda 2004.

<b>Esc. Mínima Demanda 2004</b>	
<b>Zona Reactiva</b>	<b>Multip. Relativo</b>
Lima	0,021
Centro Oeste	0,125
Norte	0,193
Sur	0,001

## **CAPITULO VIII**

### **REQUISITOS PARA SER CONSIDERADO EN LAS VALORIZACIONES DE ENERGIA REACTIVA EN EL COES**

#### **8.1 Aspectos generales**

Una característica fundamental de los reactivos es que siguen al despacho de activa, esto es frente a una variación de ésta, también ocurre una variación de reactivos, es decir es flexible.

De acuerdo a los equipos disponibles en la actualidad se puede hablar de dos tipos de reactivos; uno estático y el otro dinámico recibiendo este nombre de acuerdo a la dinámica del equipo que los produce. El primero esta compuesto por los compensadores estáticos shunt clásicos (bancos de capacitares y reactores), también están incluidos los nuevos compensadores estáticos controlables (SVC y STATCOM) y los transformadores bajo carga gobernados con el regulador de tensión, permitiendo la transferencia de reactivos entre sistemas. La segunda y el segundo esta referido a las maquinas rodantes (generadores y compensadores sincronicos).

Dependiendo del comportamiento de las cargas se aplicaran diferente tipo de compensador. Para cargas con variación lentas se hace ideal aplicar compensadores estáticos clásicos, por tener éstos un cambio lento, mientras que en cargas con rápida variación se hace necesaria la aplicación e compensación que tiene una respuesta rápida pudiendo ser compensadores sincronicos o SVC y STATCOM.

En la tabla adjunta se muestra las características de respuesta de los distintos equipos de compensación reactiva.

Tab. 8.1 – Características principales de equipos de control de tensión.

Tipo de Equipo	Velocidad de respuesta	Comportamiento con los cambios de tensión
Capacitores	Lenta y escalonada	Pobre, cae con V <sup>2</sup>
STATCOM	Muy rápida	Razonable, cae con V
SVC	Muy rápida	Pobre, por encima de su valor nominal
Compensador sincrónico	Rápida	Excelente
Generador	Rápida	Excelente

Por lo general el ISO suele abastecer de reactivos al sistema desde unidades de generación por ser más eficientes que los demás productores de reactivos, ya que su inyección a través del sistema principal se hace fácil y flexible. Esto se logra con la operación de los generadores y compensadores sincrónicos.

Cabe indicar que las fuentes dinámicas y estáticas tienen costos diferentes por lo que en otras regulaciones se reconoce con su respectivo costo.

El servicio reactivo debe satisfacer los siguientes requerimientos del sistema:

Satisfacer la demanda de reactivos en forma continua.

Mantener las tensiones dentro de los límites de operación normal.

Debe ser capaz de disponer de la suficiente reserva a fin de hacer frente a contingencias que suelen presentarse en el sistema, respondiendo en forma oportuna y con la calidad en cuanto a la velocidad de respuesta.

Debe ser capaz de optimizar las pérdidas de potencia.

## 8.2 Niveles de control de la tensión

Para el control de la potencia se debe tener en cuenta 03 niveles de control.

**Control Primario:** Esta implementado con los reguladores de tensión de las unidades de generación y actúan en cuanto se presente una variación de tensión en sus terminales actuando sobre las excitaciones. Como equipos colaboradores en este nivel se puede considerar a los SVCs.

**Control Secundario:** Cumple la función de coordinar los equipos de control de la potencia reactiva y la tensión a nivel zonal y busca controlar la tensión en nodos específicos.

**Control Terciario:** Comprende la optimización con algoritmos de calculo y el uso de mediciones en tiempo real. Los Settings de los equipos son ajustados de tal manera que influyen la distribución de reactivos, esto es se actúa en los

controles de las unidades de generación, taps de transformadores y equipos de compensación clásicos shunt.

En casos de pérdidas de generación significativas, las instalaciones restantes deben ser capaces de proveer el reactivo faltante a fin de mantener la tensión dentro del rango de emergencia. Se aplica lo mismo en el caso inverso cuando hay pérdida de carga el sistema debe ser capaz de absorber los reactivos sobrantes.

### **8.3 Generación y absorción de reactivos a través de máquinas rotativas**

Los generadores están conectados en el sistema para producir potencia activa y adicionalmente esta sosteniendo la tensión produciendo potencia reactiva en estado sobreexcitado o y absorbiendo reactivo cuando esta subexcitado.

La capacidad de un generador de controlar la tensión depende de su curva de capacidad y esta limitado por la generación de potencia activa.

### **8.4 Generación y absorción de reactivos a través del sistema de transmisión**

Los elementos de la transmisión también son productores y generadores de reactivos. Siendo los elementos de mayor importancia exceptuando a los compensadores, los transformadores, las líneas aéreas y subterráneas.

El transformador es una maquina de inducción electromagnética que eleva o reduce la tensión a niveles que hacen practicable la transmisión y el consumo respectivamente.

El control de la tensión con los transformadores se lleva acabo a través de los llamados TAPs, los cuales son más que derivaciones realizadas en los devanados primario o secundario.

Con los TAPS se hace la conmutación con lo cual se puede variar los valores de la tensión. Esta conmutación se lleva acabo sin tensión o bajo carga. La conmutación es seleccionada en la etapa de diseño básico y la especificación del transformador.

### **8.5 Generación y absorción de reactivos a través de equipos estáticos**

Entre los equipos que generan reactivos tenemos a los bancos de capacitares y aquellos que observen reactivos del sistema están los bancos de reactores. En el SEIN se ha instalado en diferentes puntos de la red en función al requerimiento de potencia reactiva de las zonas para mantener los perfiles de tensión en las barras del sistema.

Mas ampliamente este tema yá fue discutido en el capito 2 sección 2.3.3.

## **CAPITULO IX**

### **PROPUESTA DE UN NUEVO PROCEDIMIENTO DE VALORIZACION DE ENERGIA REACTIVA**

#### **Introducción**

En este capítulo se describe la propuesta del Consultor sobre el nuevo Procedimiento sobre Transferencia de Energía Reactiva para su reemplazo del actual procedimiento (PR-15 del COES SINAC).

#### **9.1 Hipótesis**

El consultor para este procedimiento ha considerado los siguientes criterios:

- La medición de los flujos de potencia reactiva e inductiva sean en el lado de alta del transformador es decir en puntos del Sistema Principal de Transmisión. En los casos donde esto no sea posible se deberán de establecer algoritmos para utilizar las mediciones existentes, estableciéndose un plazo para que el agente acondicione su sistema de medición a lo propuesto.
- Las transacciones de reactivo en los Sistemas Secundarios de Transmisión, son responsabilidad de las partes involucradas y no entran en las valorizaciones del COES.

#### **9.2 Tratamiento general del problema**

Una condición fundamental para que todos los agentes permanezcan conectados al Sistema es, controlar la tensión en sus puntos de conexión. Es por ello que los generadores son los primeros llamados en cumplir esta función y por tanto no percibir ninguna remuneración. Sin embargo, debido a que no existen techos para los demandantes en cuanto a su consumo de reactivo, solo teniendo la obligación de pago por los excesos de reactivos establecidos en la Regulación, se hace



necesario establecer pautas para valorizar la entrega de reactivo por la generación mas halla de los niveles establecidos.

El consultor ha propuesto que los niveles de exigencia a los generadores proveedores de reactivos sea satisfecho por casi todas las unidades de generación SEIN.

### **Puntos de entrega de Energía Reactiva**

La premisa planteada por el Consultor es considerar las mediciones de reactivos en el lado de alta del transformador elevador (step up) de las centrales de generación.

**Tabla 9.1- Distribución de puntos de medición por centrales y por zonas**

<b>Zona Norte</b>	<b>Zona Lima</b>	<b>Zona Centro Oeste</b>	<b>Zona Sur</b>
Tumbes	Callahuanca	Mantaro	Charcanis I, II, III, IV, VI
Carhuaquero	Huampani	Restitución	Machupicchu
Cañón del Pato	Moyopampa	Yanango	San Gaban
Cahua	Huinco	Chimay	Aricotas
	Matucana	Centrales ELA	Sistema ENERSUR

### **9.3 Reactivos dinámicos**

Si se quiere aplicar la banda exigida es muy probable que un sin numero de generadores tendrán insuficiencias para mantener la tensión en sus puntos de conexión como consecuencia influenciaran negativamente la operación.

En caso que aquellas unidades no cumplan con la banda establecida se ha propuesto establecer un periodo de gracia a fin de salvar éstas limitaciones.

El nuevo procedimiento debe dar las pautas para que los nuevos generadores ingresantes especifiquen a sus proveedores sobre las características de los equipos de generación a adquirir, tomando como base la banda exigida.

En base a las curvas de capacidad se ha propuesto el criterio para la Banda Reactiva para todas las unidades del SEIN con una potencia mayor a 3 MW sea de: "CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0.95) INDUCTIVO y CERO COMA NOVENTA Y NUEVE (0.99) CAPACITIVO.

Si tomamos como ejemplo un generador de 100 MW. Obtenemos lo siguiente:

**Tabla 9.2- Banda Reactiva para un generador de 100 MW.**

<b>Factor de potencia</b>	<b>Inductivo</b>	<b>Capacitivo</b>
		<b>0,95</b>
Angulo (Rad.)	0,32	0,14
Banda Reactiva Obligatoria (Mvar)	32,87	14,85
Potencia Total MVA	105,26	

Esta maquina deberá poner a disposición del Sistema una potencia reactiva una potencia reactiva inductiva de al menos 32.87 MVAR y una potencia reactiva capacitiva de al menos 14.85 MVAR.

Esta exigencia a los generadores es puesto a prueba en el lado de alta del transformador elevador con un rango de variación de la tensión de [-5% a +5%].

Cabe indicar que esta exigencia a todo generador del Sistema dentro de esta banda es sin cargo. Por tanto cada generador a de tener una curva de capacidad mínima a disponer sin cargo.

Cuando el generador opere fuera de esta Banda lo puede hacer generando o absorbiendo reactivos.

Tomemos como ejemplo del mismo generador del ejemplo anterior con la condición que esta operando a un factor de potencia de 0.93 inductivo.

**Tabla 9.3- Remuneración por inyección de potencia reactiva a un generador de 100 MW operando con un F.P = 0,93.**

<b>Factor de potencia inductivo</b>	<b>Obligatorio</b>	<b>Op. Real</b>	<b>Remunerables</b>
	<b>0,95</b>	<b>0,93</b>	
Angulo (Rad.)	0,32	0,38	<b>6,65</b>
Banda Reactiva Obligatoria (MVAR)	32,87	39,52	
Potencia Total MVA	105,26	107,53	

Se observa que la potencia a reconocer a la unidad de 100 MW es 6.65 MVAR por hora de servicio.

Otra condición es cuando la unidad opera a un factor de potencia 0.97 capacitivo. Llevando a una hoja de cálculo se tiene los siguientes resultados:

**Tabla 9.4 - Remuneración por absorción de potencia reactiva a un generador de 100 MW operando con un F.P = 0,97.**

<b>Factor de potencia capacitivo</b>	<b>Obligatorio</b>	<b>Op. Real</b>	<b>Remunerables</b>
	<b>0,99</b>	<b>0,97</b>	
<b>Angulo (Rad.)</b>	0,14	0,25	<b>10,81</b>
<b>Banda Reactiva Obligatoria (MVAR)</b>	14,25	25,06	
<b>Potencia Total MVA</b>	101,01	103,09	

Resultando que lo que se le debe reconocer por absorber potencia reactiva es por 10.81 MVAR por hora de servicio.

Conviene reproducir los costos básicos de energía reactiva propuestos.

**Tabla 9.5 - Costos de reactivos para las valorizaciones en el SEIN.**

<b>COSTO DEL REACTIVO ESTATICO EN EL SEIN</b>					
<b>capital (CC)</b>	<b>Anualidad</b>	<b>Mensualidad</b>	<b>CC Horario</b>	<b>Costo energía reactiva</b>	
<b>\$/KVar instalado</b>	<b>\$/Kva.- año</b>	<b>\$/Mvar-mes</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>S/Mvar-h</b>
10	1,241	103,42	0,486	0,493	1,725

Nota:

El costo por operación y mantenimiento se considera 1,5% del costo del capital.

Se ha considerado el mes medio reactivo con 213 horas.

<b>COSTO DEL REACTIVO DINAMICO INDUCTIVO EN EL SEIN</b>					
<b>capital (CC)</b>	<b>Anualidad</b>	<b>Mensualidad</b>	<b>CC Horario</b>	<b>Costo energía reactiva</b>	
<b>\$/KVar instalado</b>	<b>\$/Kvar- año</b>	<b>\$/Mvar-mes</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>S/Mvar-h</b>
30	4,016	334,67	1,571	1,618	5,664

Nota:

El costo por operación y mantenimiento se considera 3% del costo del capital.

Se ha considerado el mes medio reactivo con 213 horas.

Se aplican multiplicadores zonales

<b>COSTO DEL REACTIVO DINAMICO CAPACITIVO EN EL SEIN</b>					
<b>capital (CC)</b>	<b>Anualidad</b>	<b>Mensualidad</b>	<b>CC Horario</b>	<b>Costo energía reactiva</b>	
<b>\$/KVar instalado</b>	<b>\$/Kvar- año</b>	<b>\$/Mvar-mes</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>S/Mvar-h</b>
30	4,016	334,67	0,450	0,463	1,622

Nota:

El costo por operación y mantenimiento se considera 3% del costo del capital.

Se consideran las 24 horas del mes medio.

No se considera multiplicador zonal.

<b>SANCIONES</b>					
<b>capital (CC)</b>	<b>Anualidad</b>	<b>Mensualidad</b>	<b>CC Horario</b>	<b>Costo energía reactiva</b>	
<b>\$/Kva. instalado</b>	<b>\$/Kvar- año</b>	<b>\$/Mvar-mes</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>S/Mvar-h</b>
10	1,241	103,42	0,142	0,144	0,505

Nota:

El costo por operación y mantenimiento se considera 1,5% del costo del capital.

Se consideran las 24 horas del mes medio.

### 9.3.1 Remuneración del reactivo inductivo inyectado Fuera de Banda

La Energía Reactiva Inductiva inyectada fuera de banda será valorizada al precio básico del reactivo dinámico inductivo en su respectiva zona de valorización de potencia reactiva, definido en los apartados anteriores.

El Precio Básico establecido esta relacionado con la Anualidad del Costo de Capital de un compensador síncrono incluyendo los costos de operar y de mantener dicho equipo.

El consultor de acuerdo a su experiencia propone un valor de 1.618 u\$s/Mvar-h, equivalente a 5.665 uS./Mvar-h . Este valor del costo del reactivo dinámico inductivo corresponde a la zona de referencia (Lima), siendo el de otras zonas afectadas por sus respectivos multiplicadores zonales relativos tal como se indica en la Tabla 9.6.

**Tabla 9.6- Multiplicadores zonales relativos.**

<b>Multiplicadores Zonales Relativos [p.u]</b>	
<b>Zona Reactiva</b>	<b>Multiplicador Relativo</b>
Lima	1,0
Centro Oeste	0,7
Norte	0,3
Sur	0,2

Cabe indicar que los valores de los multiplicadores relativos fueron obtenidos a través de corridas de programas OPF realizados por el Consultor para los diferentes escenarios descrito en capítulos anteriores.

### **9.3.2 Remuneración del reactivo capacitivo absorbido fuera de banda**

Se presenta cuando las unidades del SEIN tengan que absorber reactivos del Sistema fuera de la banda exigida, haciéndose acreedores de reconocimiento, al precio básico de reactivo dinámico capacitivo único, es decir sin considerar multiplicadores.

Este precio básico del reactivo dinámico capacitivo esta relacionado con la anualidad del costo de inversión de un compensador síncrono incluyendo costos de operación y mantenimiento, y cuyo valor se ha dicho que es de: 0.463 \$/MVar-h. equivalente a 1.622 S/MVar-h.

El motivo de considerar un solo precio para el reactivo dinámico capacitivo obedece a dos razones:

- La absorción del reactivo se hace necesario tanto en horas de punta como de no punta es decir en horarios de carga mínima.
- Los mercados zonales no registran variación significativa entre sí y siendo los niveles demandados reducidos, en particular si se atiende exclusivamente al reactivo suministrado fuera de la banda propuesta (0.99 capacitivo).

### **9.3.3 Sanciones por Incumplimiento de Banda**

De hecho se ha encontrado en el SEIN generadores que no cumplen con la banda propuesta, con lo cual serian sometidos a Sanciones. Estos generadores son:

a) Incumplimiento con el factor de Potencia Inductivo:  
Centrales de Cañón del Pato, Carhuaquero y Gallito Ciego.

b) Incumplimiento con el factor de Potencia Capacitivo:  
Centrales de Carhuaquero, Ilo 2 y Malacas.

La cantidad de faltantes en el lado inductivo y capacitivo en el SEIN es reducida ya que asciende a unos 25 MVAR en cada caso.

Para aquellas unidades que no esta cumpliendo se ha propuesto darle un periodo de gracia, en la cual no se sancionara a estas unidades, permitiendo de esta manera acondicionar sus instalaciones hasta cumplir con las Exigencias de Banda. Para aquellas unidades que no puedan aun salvar su situación al término del periodo de gracia se propone aplicar las "Sanciones de Banda"

La Valorización del reactivo dejado de suministrar se ha realizado siguiendo el criterio de valorar la anualidad de la inversión en un equipo de compensación estática, incluida los costos de operación y mantenimiento (Ver Tabla 9.7)

**Tabla 9.7- Valoración de los reactivos dejado de suministrar por las centrales que no cumplen con la banda exigida.**

<b>Sanciones</b>					
<b>Costo de capital (CC)</b>	<b>Anualidad</b>	<b>Mensualidad</b>	<b>CC Horario</b>	<b>Costo energía reactiva</b>	
<b>\$/KVar instalado</b>	<b>\$/Kvar-año</b>	<b>\$/Mvar-mes</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>\$/Mvar-h</b>	<b>S/Mvar-h</b>
10	1,241	103,42	0,142	0,144	0,505

El costo por operación y mantenimiento se considera 1,5% del costo del capital.  
Se consideran las 24 horas del mes medio.

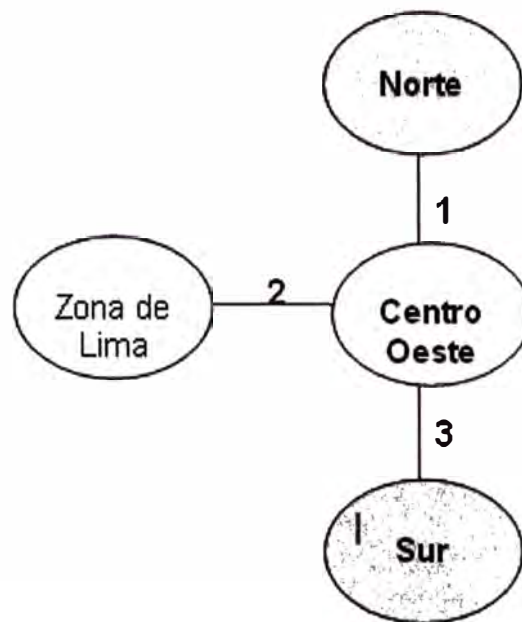
Aquellas generadoras que no puedan cumplir con la Banda Exigida hasta el término del periodo de gracia también pueden hacer contratos semestrales con otros generadores que estén operando en su área de influencia a fin de que le suministre los faltantes, y de esta manera solucionar sus problemas de no poder cumplir con la Banda.

#### **9.3.4 División zonal del sistema en función del intercambio de reactivo**

La zona más crítica por presentar carencia de reactivos, es la zona de Lima, principalmente en las horas de punta, siendo la situación en las demás zonas moderada. En vista de esta situación es conveniente proponer criterios para

ponderar el valor de los reactivos inductivos en las diferentes zonas del SEIN, que respete el criterio de costos que rige en su regulación, así como para arbitrar la subdivisión del sistema en zonas, resultando conveniente considerar las siguientes 04 zonas:

1. Zona de Lima.
2. Zona Centro – Oeste.
3. Zona Norte.
4. Zona Sur.



**Fig. 9.1-** Subdivisión del SEIN en zonas para la valorización de la potencia reactiva inductiva.

### 9.3.5 Multiplicadores zonales

Es el ponderado de los valores de los Multiplicadores Zonales de Potencia Reactiva de Barra obtenidos mediante un flujo óptimo, para cada una de las Zonas de Potencia Reactiva del sistema.

Estos valores se han obtenido luego de haber efectuado los estudios con el flujo óptimo dentro de los distintos escenarios que se dan en el SEIN en número de años determinado. De esta manera para cada zona en estudio resulta un valor de multiplicar. El mayor valor que resulta es para la zona de Lima y es a esta zona que se referencia considerando un valor relativo unitario, y a las demás zonas en función a ésta.

Cuando se producen variaciones relevantes en el parque de generación del SEIN o variaciones significativas en la topología de la red, es conveniente la revisión de estos valores, y se ha propuesto que sea la División de Estudios del COES el que revise estos valores en forma semestral.

### **9.3.6 Valor zonal de la Energía Reactiva Inductiva**

Esta relacionado con el multiplicador zonal relativo, ya que va ha depender de éste valor el costo del reactivo dinámico capacitivo o inductivo a remunerar por parte de los generadores que recibe este beneficio, de mantener la estabilidad del SEIN y de un adecuado perfil de tensiones. Para determinar el valor de la remuneración bastará hacer multiplicar por estos valores de zona al precio del reactivo dinámico o en caos de incumplimiento de Banda.

### **9.4 Cómo valorizar los reactivos estáticos**

Se plantea dos formas:

- Desde el FCR en caso de que el transmisor ponga a disposición la compensación
- Los saldos excedentes del FCR, ponerlos en una cuenta del COES, a fin de hacer obras de compensación, previo estudio aprobado por éste.

La generación/absorción del equipo de compensación instalado debe ser reconocido al valor del precio de reactivo estático que se ha determinado es de 1.725 \$/MVarh (Ver Tabla 9.5).

### **9.5 Compensación de los consumos de energía reactiva por las demandas**

En el mercado peruano, se caracteriza por la contratación al 100 % de las demandas en cuanto, por tanto son los generadores sus directamente representantes. Es por esta razón que en el mercado del COES se ha establecido la transferencia de los excesos de consumo de reactiva por parte de las demandas al Fondo de Compensación Reactiva, esto con la finalidad de realizar las valorizaciones de transferencia de Energía Reactiva.

El cargo que se impone a las demandas es a través de la tarifa definida por el Regulador, esto para los reactivos de tipo inductivo y capacitivo de acuerdo a su suministro o absorción en las Horas de Punta Reactivo o en la Horas de Punta Capacitivos.



Entonces las señales que reciben las demandas para realizar implementaciones de compensación Reactiva son de acuerdo a los cobros por Exceso por parte de las generadoras.

Las demandas están constituidos por las distribuidoras y clientes libres, conformando los primeros lo que se llama el "Mercado Regulado" y los segundos el denominado "Mercado Libre".

## 9.6 Propuesta de procedimiento técnico de transferencia de Energía Reactiva

El presente procedimiento fue elaborado por la División de Transferencia en base al estudio del Consultor CESI sobre este tema. Presentamos la propuesta de procedimiento, que entrará en vigencia luego de su aprobación.

<b>COES SINAC</b>	<b>PROYECTO PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC</b>	<b>PR – Nuevo15</b>
<b>VALORIZACION DE TRANSFERENCIAS DE ENERGIA REACTIVA ENTRE INTEGRANTES DEL COES SINAC</b>		
PROPUESTA DTR		

### 1 **Objetivo**

Determinar y valorizar las transferencias de energía reactiva entre integrantes del COES SINAC.

### 2 **Base legal**

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 40°. inciso d, 59°, 60°.
- 2.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 80°, 91°. inciso e, 100°, 108°, 132°)
- 2.3 Resolución OSINERG N° 1089-2001-OS/CD "Procedimiento para la Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres.
- 2.4 Resolución CTE N° 015-95/CTE y modificaciones.

### 3 **Periodicidad**

Mensual.

### 4 **Responsable**

División de Transferencias.

### 5 **Aprobación**

La Dirección de Operaciones aprobará el informe de valorización correspondiente.

### 6 **Definiciones**

Para los fines del presente procedimiento se adoptaran las siguientes definiciones:

**Período de Punta Reactiva:** Período establecido por la normativa (Resolución P/CTE 015-95 y modificatorias), dentro del cual se penalizan los excesos de consumo de reactivo de las demandas.

**Banda Reactiva:** Generación de potencia reactiva comprendida dentro de los factores de potencia 0.95 inductivo y 0.99 capacitivo.

**Zona de Potencia Reactiva:** Es el conjunto de barras del Sistema de Transmisión, con comportamiento suficientemente homogéneo en relación con el reactivo, agrupadas mediante los siguientes criterios:

Semejanza en la distancia al colapso de tensión, medida en MVAr, entre las principales barras del sistema de transmisión.

Semejanza en los factores de peso (los multiplicadores de Lagrange en barra) asociados a la variación (inyección o absorción) de potencia reactiva en cada barra de la red resultado del cálculo de OPF (Optimal Flow Program).

Situación geográfica relativa y topología del sistema.

**Multiplicador de Potencia Reactiva de Barra:** Es el Multiplicador de Lagrange de potencia reactiva el cual indica la variación del costo de pérdidas al incrementar en una unidad (1 MVAr) la demanda reactiva de la barra.

**Multiplicador Zonal de Potencia Reactiva:** Es el ponderado de los valores de los Multiplicadores Zonales de Potencia Reactiva de Barra obtenidos mediante un flujo óptimo, para cada una de las Zonas de Potencia Reactiva del sistema.

**Multiplicador Zonal Relativo:** Es el valor resultante de la división de cada Multiplicador Zonal de Potencia Reactiva por el Multiplicador Zonal de Potencia Reactiva de mayor valor absoluto.

## 7. Premisas

La medición de los flujos de energía reactiva del integrante se realizará en el (los) punto(s) de conexión en Alta Tensión del transformador step-up (barra recolectora de la central) con el Sistema de Transmisión.

Para la valorización de energía reactiva inductiva se subdividirá el SEIN en Zonas de Potencia Reactiva siguiendo los criterios indicados en el numeral 6.3. La adecuación de la división zonal del SEIN será verificada por la DES al menos una (1) vez al año.

Se remunerará la energía reactiva inductiva inyectada fuera de la Banda Reactiva en el Periodo de Punta Reactiva y la energía reactiva capacitiva absorbida fuera de la Banda Reactiva durante las 24 horas del día.

La energía inyectada o absorbida por las líneas o cables subterráneos del sistema no será remunerable, a excepción del caso particular en que las líneas o los cables puedan conectarse en vacío al sistema (sean maniobrables como un compensador shunt) y siempre que éstas no estén incluidas en otros mecanismos de pagos establecidos.

Dicho mecanismo de pago se realizará previa aprobación del Directorio del COES SINAC.

Se aplicarán cargos a aquellas unidades generadoras cuyas prestaciones de reactivo, medidas en el punto de conexión indicado en el numeral 7.1, no satisfagan las exigencias de la Banda Reactiva. Dichos cargos se aplicarán a las unidades generadoras con capacidades mayor a 3 MW a partir del 1° de enero del 2007.

En caso de no cumplirlas podrán ser excluidas de los cargos siempre y cuando esas unidades suscriban contratos de suministro de reactivo con otros generadores ubicados en su misma Zona de Potencia Reactiva por el total de sus faltantes. La energía reactiva comprometida en esos contratos por los generadores vendedores no será tomada en consideración a los efectos de las valorizaciones.

Las unidades generadoras ingresadas al COES SINAC a partir del 1° de enero de 2005 deberán cumplir con la banda requerida.

## **8. Datos**

### **8.1. Datos sobre energía reactiva para valorización:**

Las inyecciones de energía reactiva inductiva fuera de la Banda Reactiva de los integrantes, medidas con intervalos de quince (15) minutos en los puntos de conexión en Alta Tensión como mencionado al 7.1, en el Periodo de Punta Reactiva.

Asimismo la energía reactiva capacitiva absorbida fuera de la Banda Reactiva durante las 24 horas del día, medida de igual forma y en el mismo lugar que la indicada en el numeral precedente.

### **8.2. Los precios básicos utilizados en las transferencias de energía reactiva son:**

El precio básico del reactivo inductivo del tipo dinámico, el cual se determinará en base a la correspondiente anualidad del costo de capital de un compensador sincrónico más costos de operación y mantenimiento, evaluado para el Periodo de Punta Reactiva.

El precio básico del reactivo capacitivo del tipo dinámico, el cual se determinará en base a la correspondiente anualidad del costo de capital de un compensador sincrónico más costos de operación y mantenimiento, evaluado para las 24 horas del día.

El precio básico del reactivo para cargos a generadores cuyas prestaciones de reactivo no cumplen con la banda exigida, el cual se determinará en base a la correspondiente anualidad del costo de capital de un equipo estático de compensación más costos de operación y mantenimiento, evaluado para las 24 horas del día.

El precio básico del reactivo del tipo estático, el cual se determinará en base a la correspondiente anualidad del costo de capital de un banco de capacitores más costos de operación y mantenimiento, evaluado para el Período de Punta Reactiva.

Los valores aplicables de estos precios tendrán una vigencia de seis (6) meses y podrán ser revisados como parte del estudio tarifario. Los criterios y metodología para su determinación se detallan en el Anexo I del presente Procedimiento.

8.3. Los Multiplicadores Zonales de Potencia Reactiva serán calculados y actualizados por la DES semestralmente. En caso de producirse modificaciones relevantes del parque de generación o del sistema de transmisión dentro del semestre, será necesario revisar dichos valores.

Los generadores integrantes informarán al COES el consumo mensual de energía reactiva de todos los excesos de sus clientes según normativa (Resolución P/CTE 015-95 y modificatorias) excluyendo aquellos consumos de clientes libres comprendidos en los alcances de la Resolución OSINERG N° 1089-2001–OS/CD.

Los generadores proporcionarán al COES las curvas de Capacidad actualizadas de sus unidades de generación, sea aquella en bornes de la máquina generadora referida al punto de medición como se ha indicado en el 7.1.

### **9. Proceso de cálculo**

Cada mes “m” el COES efectuará el cálculo del estado del Fondo de Reactivo para el mes anterior “m-1”. A esos efectos computará los siguientes ingresos y egresos registrados o devengados por los integrantes durante el mes “m-1”:

#### **9.1 Ingresos por exceso de energía reactiva (REC)**

Para cada empresa generadora se valorizará los excesos de consumo de energía reactiva de sus clientes indicados en el numeral 8.4, al precio regulado vigente.

El REC será la sumatoria de los montos valorizados en el párrafo anterior.

#### **9.2 Ingresos por incumplimientos de obligaciones de banda (INC)**

El incumplimiento de las obligaciones de Banda Reactiva de las unidades de generación de mencionadas en el numeral 7.5 será objeto de un cargo establecido como la diferencia entre el valor de la potencia reactiva requerida según dicha Banda Reactiva y el valor de la potencia reactiva puesta a disposición por la unidad, determinadas ambas a plena carga, multiplicada por el precio indicado en el numeral 8.2.3 y por la cantidad de horas del mes.

#### **9.3 Pagos por generación forzada para control de tensión (CT)**

Corresponde a los pagos atinentes a los servicios asociados a la compensación reactiva y soporte de tensión, definidos y calculados en el Procedimiento N° 11.

#### **9.4 Pagos por compensación reactiva abastecida por equipos no incluidos en otros mecanismos de pagos (EQ).**

Las valorizaciones correspondientes a la energía generada por los equipos mencionados en el numeral 7.4 serán calculadas como el producto de la energía aportada en el Periodo de Punta Reactiva por el precio definido en el numeral 8.2.4.

#### **9.5 Pagos por producción y absorción de reactivo fuera de la banda base (FdB)**

La energía reactiva inductiva inyectada fuera de la Banda Reactiva determinada según el numeral 8.1.1 será valorizada al precio básico del reactivo inductivo del tipo dinámico, definido en el numeral 8.2.1, multiplicado por el Multiplicador Zonal Relativo correspondiente a la zona en la cual se encuentra instalada la unidad.

La energía reactiva capacitiva absorbida fuera de la Banda Reactiva determinada según el numeral 8.1.2 será valorizada al precio básico del reactivo capacitivo del tipo dinámico, definido en el numeral 8.2.2.

#### **9.6 Saldo del Fondo de Reactivo (SFR)**

El Saldo del Fondo de Reactivo correspondiente al mes "m-1" se calculará de la forma siguiente:

$$\text{SFR} = \text{REC} + \text{INC} - \text{CT} - \text{EQ} - \text{FdB.}$$

Si resultara  $\text{SFR} < 0$  entonces será  $\text{GMW} = -\text{SFR}$ ,

de lo contrario será  $\text{GMW} = 0$

Donde:

GMW: Monto a aportar por los generadores en proporción a los MWh generados durante el mes "m-1".

Los pagos de CT, EQ y FdB serán asumidos por los generadores, en proporción a sus aportes obtenidos en los numerales 9.1, 9.2 y GMW cuando exista.

#### **9.7 Destino del Saldo del Fondo de Reactivo (SFR)**

Si en la ecuación anterior resultara ser  $\text{SFR} > 0$ , el saldo resultante del mes "m-1" será destinado a una cuenta de Inversiones en Obras de Compensación, cuya aplicación a ese fin establecerá oportunamente el COES.

## **10. Cronograma**

**Día 5** Entrega de los datos indicados en el numeral 8 que corresponda a las empresas integrantes del COES SINAC.

**Día 8** Procesamiento de datos y elaboración del informe de valorización de las transferencias.

**Día 9** Entrega del informe a los integrantes para su revisión.

**Día 10** Aprobación del informe por la Dirección de Operaciones.

## **ANEXO DEL NUEVO PROCEDIMIENTO**

### **Determinación de los precios básicos de Energía Reactiva**

Para la determinación de los precios básicos utilizados en las transferencias de energía reactiva se adoptará la siguiente metodología:

#### *Precio básico del reactivo inductivo de tipo dinámico*

El precio básico del reactivo inductivo del tipo dinámico se determinará a partir de la anualidad del costo de capital de un compensador sincrónico, incrementado en un valor del tres por ciento (3%) en concepto de costos de operación y mantenimiento, considerando una vida útil de veinte (20) años y una tasa de interés de doce por ciento (12%) anual, amortizando la anualidad resultante durante el Periodo de Punta Reactiva.

*Con el costo de capital preliminar establecido para un compensador sincrónico de talla 30 MVAR, conectado a un nivel de media tensión, igual a 30 u\$s/kVAR, resulta un valor para la energía reactiva inductiva de tipo dinámico de 1,618 u\$s/MVAR-h.*

#### *Precio básico del reactivo capacitivo de tipo dinámico*

El precio básico del reactivo capacitivo del tipo dinámico se determinará a partir de la anualidad del costo de capital de un compensador sincrónico, incrementado en un valor del tres por ciento (3%) en concepto de costos de operación y mantenimiento, considerando una vida útil de veinte (20) años y una tasa de interés de doce por ciento (12%) anual, amortizando la anualidad resultante durante las 24 horas del día.

*Con el costo de capital preliminar establecido para un compensador sincrónico de talla 30 MVAR, conectado a un nivel de media tensión, igual a 30 u\$s/kVAr, resulta un valor para la energía reactiva capacitiva de tipo dinámico de 0,472 u\$s/MVAr-h.*

#### *Precio básico del reactivo para cargos a generadores*

El precio básico del reactivo para cargos a generadores cuyas prestaciones de reactivo no cumplen con la banda exigida se determinará a partir de la anualidad del costo de capital de un banco de capacitores de compensación, incrementado en un valor del uno coma cinco por ciento (1,5%) en concepto de costos de operación y mantenimiento, considerando una vida útil de treinta (30) años y una tasa de interés de doce por ciento (12%) anual, amortizando la anualidad resultante durante las 24 horas del día.

*Con el costo de capital preliminar establecido de 10 u\$s/kVAr (valor indicado en la literatura internacional), resulta un valor para este precio de 0,144 u\$s/MVAr-h.*

#### *Precio básico del reactivo estático*

El precio básico del reactivo del tipo estático se determinará a partir de la anualidad del costo de capital de un banco de capacitores de compensación, incrementado en un valor del uno coma cinco por ciento (1,5%) en concepto de costos de operación y mantenimiento, considerando una vida útil de treinta (30) años y una tasa de interés de doce por ciento (12%) anual, amortizando la anualidad resultante durante el Período de Punta Reactiva.

*Con el costo de capital preliminar establecido de 10 u\$s/kVAr (valor indicado en la literatura internacional), resulta un valor para este precio de 0,493 u\$s/MVAr-h.*

#### **Vigencia**

Los valores aplicables de estos precios tendrán una vigencia de seis (6) meses y podrán ser revisados como parte del estudio tarifario.

#### **9.7 Ejercicio de aplicación del procedimiento propuesto**

Se presenta un ejercicio de aplicación para la Valorización de reactivos aplicando el Nuevo Procedimiento de Reactiva, considerando como datos lo reportado por las empresas del COES para el mes de Agosto del año 2006, en la cual se presenta los mecanismos para el Balance del Fondo Reactivo.



**a) Ingresos por exceso de demanda reactiva**

Estos resultados son los declarados por las empresas en vista que estos tienen contratos con las demandas, los cuales deben ser transferidos al Fondo Reactivo.

**Tabla 9.7- Aporte de las demandas a los  
Generadores declarados por estos.**

<b>EMPRESA</b>	<b>REC</b>
CAHUA	5.211,0
EDEGEL	24.957,4
EEPSA	6.744,3
EGASA	15.865,2
EGEMSA	9.209,2
EGENOR	5.693,2
EGESUR	403,5
ELECTROANDES	2.112,2
ELECTROPERU	18.592,0
ENERSUR	19.422,0
ETEVENSA	0,0
SAN GABAN	2.341,5
SHOUGESA	3.840,9
TERMOSELVA	2.789,1
<b>TOTAL</b>	<b>117.181,7</b>

**b) Ingresos por incumplimientos de obligaciones de bandas**

Las unidades con factores de potencia que no se encuentren dentro de la banda propuesta y que tienen potencias superiores a los 3MW, pagaran el costo de los reactivos suministrados por equipos estáticos a un costo de 0.144 \$/MVarH durante todas las horas del mes de valorización.

Para el mes de de Agosto del 2006, se ha considerado nulo, ya que la reunión de empresas efectuado en el COES, se determinó que por este concepto los cobros se harían efectivos a partir de enero del 2007.

**c) Reconocimiento por generación Fuera de Banda.**

Se ha determinado que los pagos por generación fuera de banda sean reconocidos a los costos de los reactivos dinámicos establecidos en los estudios los cuales son: para el reactivo dinámico de tipo inductivo un valor de: 1.618 \$/Mvar-h y para el reactivo dinámico de tipo capacitivo a un valor de: 0.463 \$/Mvar-h. Estos precios se ha considerado que tendrán una vigencia de 06

meses, en casos de sufrir variaciones el sistema su valor debe ser alterado de acuerdo al estudio tarifario del OSINERG.-GART.

Para el mes de agosto, los siguientes generadores operaron sus unidades fuera de la banda obligatoria, mereciendo un reconocimiento por el sistema.

**Tabla 9.9- Pagos de los generadores por Incumplimiento de Banda.**

<b>AGOSTO 2006</b>	
<b>EMPRESA</b>	<b>FdB</b>
CAHUA	207.9
EDEGEL	55,766.8
EEPSA	0.2
EGASA	4,312.0
EGEMSA	0.1
EGENOR	1,508.6
EGESUR	40.3
ELECTROANDES	126.6
ELECTROPERU	544.7
ENERSUR	18,283.7
ETEVENSA	12,282.7
SAN GABAN	0.1
SHOUGESA	483.1
TERMOSELVA	0.0
<b>TOTAL</b>	<b>93,556.9</b>

De la tabla 9.9 se puede observar que la empresa EDEGEL es la empresa que más a operado fuera de Banda sus unidades, debido a la carencia de reactivos en zona de Lima.

#### **Generación forzada para soporte de tensión**

En el mes de Agosto 2006 las unidades de la empresa DUKE ENERGY (EGENOR) arrancaron para soportar los problemas de Tensión en el SEIN, en razón de ello le corresponde una compensación por la energía inyectada en este periodo al costo marginal, más costos de Arranque y Parada, y en las rampas de Arranque y Parada. En total constituyendo para el SEN un valor de 8.286,1 Nuevos Soles.

**Tabla 9.10- Pagos por regulación de tensión.**

<b>AGOSTO 2006</b>	
<b>EMPRESA</b>	<b>CT</b>
CAHUA	0.0
EDEGEL	0.0
EEPSA	0.0
EGASA	0.0
EGEMSA	0.0
EGENOR	8,286.1
EGESUR	0.0
ELECTROANDES	0.0
ELECTROPERU	0.0
ENERSUR	0.0
ETEVENSA	0.0
SAN GABAN	0.0
SHOUGESA	0.0
TERMOSELVA	0.0
<b>TOTAL</b>	<b>8,286.1</b>

**Compensación a transportistas**

Para el presente ejercicio se considera en este concepto un valor nulo, ya que no existen remuneraciones por otros mecanismos de pagos existentes a los transportistas en los últimos años en el COES.

**Valoración de los cobros y pagos por parte de cada empresa**

El cálculo de la valoración de los reactivos se reduce a hacer el balance del Fondo de Reactivo, para un determinado mes.

De acuerdo al procedimiento propuesto, ésta consiste en:

$$\mathbf{SFR = REC + INC - CT - EQ - FdB.}$$

Si resultara  $SFR < 0$  entonces será  $GMW = -SFR$ ,

de lo contrario será  $GMW = 0$

En esta ecuación se puede ver que los aportes para el fondo reactivo son por parte de la recaudación por cobro a las demandas por consumo en exceso en reactiva de acuerdo a la normativa y el otro es por el incumplimiento de banda establecido, que para el presente ejercicio se ha considerado un valor nulo, por las razones expuestas en ítem correspondiente a este concepto.

Tabla 9.11- Saldos de la valorización de los reactivos en el COES.

EMP.	REC	INC(*)	CT	EQ(**)	FdB	GMW	PAGOS	COBROS	NETO
CAHUA	5,211.0		0.0		207.9	0.0	3,982.7	207.9	(3,774.8)
EDEGEL	24,957.4		0.0		55,766.8	0.0	19,074.6	55,766.8	36,692.2
EEPSA	6,744.3		0.0		0.2	0.0	5,154.6	0.2	(5,154.4)
EGASA	15,865.2		0.0		4,312.0	0.0	12,125.5	4,312.0	(7,813.5)
EGEMSA	9,209.2		0.0		0.1	0.0	7,038.5	0.1	(7,038.4)
EGENOR	5,693.2		8,286.1		1,508.6	0.0	4,351.3	9,794.8	5,443.5
EGESUR	403.5		0.0		40.3	0.0	308.4	40.3	(268.1)
ELA	2,112.2		0.0		126.6	0.0	1,614.4	126.6	(1,487.7)
ELP	18,592.0		0.0		544.7	0.0	14,209.6	544.7	(13,664.9)
ENS	19,422.0		0.0		18,283.7	0.0	14,844.0	18,283.7	3,439.7
ETV	0.0		0.0		0.0	0.0	0.0	12,282.7	12,282.7
SGB	2,341.5		0.0		0.1	0.0	1,789.5	0.1	(1,789.4)
SHO	3,840.9		0.0		483.1	0.0	2,935.5	483.1	(2,452.4)
TERM	2,789.1		0.0		0.0	0.0	2,131.7	0.0	(2,131.7)
TOTAL	117,181.7	0.0	8,286.1	0.0	81,274.2	0.0	101,843.1	101,843.1	(0.0)

Los saldos positivos son de aquellas que deben cobrar y aquellas de signo negativo de las que deben pagar a las anteriores.

#### Transferencia entre empresas

Con el saldo resultante se arma el cuadro o matriz de pagos de cada generador integrante. Ver Tabla 9.12

Tabla 9.12- Pagos a cada generador inerrante por parte de otro.

PAGOS DE LOS SALDOS NETOS DE CADA GENERADOR INTEGRANTE - (S/.) AGOSTO 2006					
PARA DE	EDEGEL	EGENOR	ENERSUR	ETEVENSA	TOTAL
CAHUA	2,798.83	398.08	115.31	1,008.83	4,321.05
EGASA	6,138.09	873.03	252.88	2,212.46	9,476.46
EGEMSA	5,184.13	737.35	213.58	1,868.61	8,003.67
EEPSA	3,796.51	539.99	156.41	1,368.44	5,861.35
EGESUR	201.04	28.59	8.28	72.46	310.38
ELECTROPERU	10,113.27	1,438.43	416.65	3,645.31	15,613.66
SHOUGESA	1,849.23	263.02	76.19	666.55	2,854.99
TERMOSELVA	1,570.11	223.32	64.69	565.94	2,424.05
ELECTROANDES	1,107.02	157.45	45.61	399.02	1,709.11
SAN GABAN	1,318.02	187.46	54.30	475.08	2,034.86
<b>TOTAL</b>	<b>34,076.23</b>	<b>4,846.74</b>	<b>1,403.90</b>	<b>12,282.71</b>	<b>52,609.58</b>

## CONCLUSIONES

- 1) Aunque el objetivo fundamental de las transacciones en el mercado del COES sea la potencia activa, para que ésta se pueda realizar es necesario cumplir con varios requisitos técnicos operativos, los cuales son satisfechos mediante los servicios complementarios dentro de los cuales esta el Servicio de Compensación Reactiva, el cual tienen como objetivos, primero el de regular continuamente el perfil de la tensión y segundo el de proveer reservas de potencia reactiva en caso de contingencias. Por lo tanto es necesario reconocer económicamente aquellos agentes que brinda este servicio al SEIN.
- 2) El SEIN en la actualidad tiene problemas de inadecuado perfil de tensiones en muchas barras, evidenciando una inadecuada distribución de los reactivos, principalmente en la zona de Lima y en las horas de Media y Máxima Carga. Esta situación también se ha puesto de manifiesto en los estudios de flujo óptimo para cuatro escenarios diferentes del SEIN llegando en un caso extremo al Colapso de Tensión en varias barras del SEIN.
- 3) El procedimiento COES vigente no discrimina los costos de los reactivos, considerando para todos los efectos el precio básico de reactivo, en base a la anualidad del costo de un Banco de Condensadores conectadas a una barra de 220 KV y de 30 MVAR, a una tasa del 30% y en 30 años de vida útil. En vista de esta situación se disgregan los costos de los reactivos en función de las fuentes que la producen, clasificándolas en reactivos del tipo dinámico y reactivo del tipo estático.

- 4) Con el OPF también se ha determinado la Distancia al Colapso de Tensión en las principales barras, determinándose la fortaleza de cada barra en cuanto a sostenimiento de la tensión.
- 5) Se ha determinado los multiplicadores zonales los cuales afectan directamente las valorizaciones de la energía reactiva.
- 6) Una buena administración de reactivos se logra con el uso de los OPF, teniendo en cuenta el flujo de potencia base como referencia. Con esto se logra mejorar la confiabilidad del sistema, ya que ante cualquier contingencia se dispondría de reservas de reactivos.
- 7) Con el nuevo procedimiento se hace un mejor uso de las Curvas de Capacidad de las maquinas del SEIN.
- 8) Se ha propuesto una Banda Reactiva Obligatoria, en la cual los generadores deben de operar en el SEIN, esta comprendida en los factores de potencia de 0.95 inductivo y 0.99 capacitivo, de esta manera se garantiza la provisión de reactivos en forma obligatoria y sin costo en esta banda.
- 9) Las generaciones fuera de Banda implican compensación y son valorizados a los costos de reactivos dinámicos y afectados del los factores de zona.
- 10) Los demás criterios considerados en el procedimiento vigente se mantienen.
- 11) Con la aplicación del flujo optimo se ha reducido las perdidas de potencia activa que en el SEIN es un ahorro de 5-8MW de potencia reactiva,, que valorizado al costo marginal de 27\$/MWh asciende a un ahorro de \$20.000 Dólares.
- 12) Se recomienda aplicar el presente procedimiento de transacciones de energía reactiva entre integrantes del COES SINAC, por las razones expuestas en los ítems anteriores.

**ANEXO A:**

**Procedimiento técnico N° 11 del COES SINAC:**

**“Reconocimiento de costos por regulación  
de tensión en barras del SEIN”**

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 11
RECONOCIMIENTO DE COSTOS POR REGULACION DE TENSION EN BARRAS DEL SINAC		
<ul style="list-style-type: none"> <li>┘ Aprobado en S.D. N° 11 del 30 de mayo de 1995</li> <li>┘ Modificación aprobada en S.D. N° 23 del 24 de enero de 1996</li> <li>┘ Revisión aprobada en S.D. N° 97 del 03 de junio de 1999</li> <li>┘ Modificación aprobada en S.D. N° 128 del 25 de agosto de 2000</li> <li>┘ Aprobado según RM N° 143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001.</li> <li>┘ Modificado según RM N° 232-2001-EM/VME del 29 de mayo del 2001.</li> </ul>		

## 1. OBJETIVO

La operación del sistema eléctrico debe efectuarse con un perfil adecuado de tensiones de entrega de energía (Tensiones) conducentes a un suministro eléctrico de buena calidad de tensión.

Es objetivo de este procedimiento precisar las obligaciones y el reconocimiento de los sobrecostos de operación incurridos por las empresas integrantes del COES (Integrantes) para regular la tensión en barras pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión.

## 2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844. - Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 40, 41)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 83, 92, 93. 95)
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 2.4. Resolución de la CTE N° 03-95 P/CTE y modificatorias.

## 3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones.

## 4. RESPONSABILIDADES

Los Integrantes son responsables de la operación de sus equipos para el control de la tensión en el SINAC.

La DPP es responsable de las programaciones anuales, mensuales, semanales y diaria de la operación del SINAC, la que debe considerar los niveles de tensión en las barras del SINAC en la optimización del despacho de centrales.

El COORDINADOR es responsable en tiempo real del despacho que sea necesario para regular las tensiones en las barras de transferencia, para la operación en tiempo real.

La Dirección de Operaciones es responsable de la aprobación del informe técnico que presentará la DPP sobre cada uno de los eventos, para el reconocimiento de los sobre costos por generación.



La DEE basada en el referido informe y los cambios en las entregas de energía al SINAC, calculará los sobre costos incurridos por los Integrantes.

La Dirección de Operaciones reconocerá y aprobará los referidos sobre costos.

## 5. OBLIGACIONES

- 5.1. Compensar a las empresas generadoras que contribuyen a mejorar el nivel de tensión en barras del Sistema Principal de Transmisión del SINAC con autorización del COORDINADOR, y que son aquellas cuyas unidades se arrancan para despachar energía reactiva y aquellas cuya generación de energía activa se reduce para permitir el despacho de las anteriores.
- 5.2. Corresponderá compensar a las partes implicadas, la operación de unidades para regular tensión en barras correspondientes al Sistema Secundario de Transmisión.
- 5.3. Las unidades generadoras entregarán, cuando sea solicitado por el COORDINADOR, la potencia reactiva requerida hasta el límite determinado técnicamente para cada una de ellas.
- 5.4. El mantenimiento preventivo de las unidades generadoras y de líneas de transmisión deberá sujetarse al programa semanal aprobado por la DOCOES.
- 5.5. Los Integrantes están obligados a instalar temporalmente equipos registradores del factor de potencia en diversos puntos de la red, en las oportunidades que la Dirección de Operaciones del COES lo solicite. Los resultados serán reportados a dicha Dirección.

## 6. SOBRE COSTOS POR TENSION

Los sobre costos por Tensión (sobre costos) son aquellas erogaciones originadas por variaciones en el programa diario de operación del SINAC (variaciones) que constituyen incrementos de inyecciones de potencia reactiva y que originan alteraciones del despacho de potencia activa respecto a los valores programados para la operación de mínimo costo.

El PDO por tensión considera la necesidad de arrancar o variar la carga de una o más unidades de generación únicamente para regular la Tensión en cualquier barra del SINAC. En caso de incluirse el despacho de alguna unidad por Tensión, este se efectuará considerando siempre la operación a mínimo costo. El costo variable de dicha unidad no será considerado en el costo marginal del SINAC, siempre y cuando se demuestre que no fue más económico operar bajo esta condición en el sistema.

La DPP determinará los sobre costos, que serán iguales a la diferencia entre el costo de la operación del PDO para un día específico y el costo resultante de un PDO sin el problema de tensión. En la determinación de los sobre costos deberán considerarse los costos variables combustibles y no combustibles; los costos por rendimiento térmico y los costos de arranque, rampa de carga, descarga y parada calculados de acuerdo al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC, considerando la potencia real generada, la DPP informará diariamente los sobre costos en el IEOD.

## 7. DETERMINACION DE LA COMPENSACION POR SOBRE COSTOS

- 7.1. Se compensarán a los Integrantes que incurran en sobre costos por regular Tensión (compensaciones) en barras del Sistema Principal de Transmisión, en un monto que sea igual a los incrementos valorizados a un costo unitario

resultante de la diferencia entre el costo variable de su unidad (o sus unidades) y el costo marginal del sistema.

Las Compensaciones se calcularán mensualmente mediante un ajuste al cálculo de transferencias de energía activa, mediante el siguiente procedimiento:

Sean :

$E1r$  = la energía real inyectada por un Generador 1 (G1) para mejorar la tensión.

$E1p$  = la energía que debió generar el G1 , sin considerar problemas de tensión

$CV1$  = Costo variable del G1

$Cmg$  = Costo marginal del sistema en la barra de referencia (Santa Rosa)

$fp1$  = Factor de pérdidas de energía de la barra donde inyecta el G1

$NA$  = Número de arranques.

El G1, para mejorar la tensión del sistema incurre en un gasto  $(E1r-E1p)*CV1$  y percibe el monto  $(E1r-E1p)*Cmg*fp1$ .

Por tanto, debe compensarse el monto:

$$C = (E1r-E1p) * ( CV1 - Cmg*fp1)$$

Los costos variables y gastos adicionales de arranque y parada, si son aplicables, se calcularán de acuerdo al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC; aplicado al período en que se reguló tensión, considerando  $NA=0$  si la unidad estaba operando o  $NA=1$  si la unidad no estaba operando.

En caso de tratarse de más de un generador, el procedimiento general es similar al descrito, obteniéndose la compensación total como la sumatoria de las Compensaciones individuales.

- 7.2. En el caso que uno o más generadores con costo variable menor al de la unidad que se despacha para mejorar la tensión reduzcan su generación, les corresponderá una compensación solamente en el caso que dicha reducción de generación produzca vertimiento energético. La compensación para cada uno de los generadores que han vertido se efectuará en proporción a la energía vertida. Esta compensación no es aplicable en caso de vertimiento generalizado, regulación secundaria de frecuencia, o por motivos distintos a las necesidades de regulación de tensión.

La compensación económica a costos marginales para el generador  $i$  que ha vertido por requerimientos de tensión durante el período de regulación es:

$$Ci = K * ( E1r - E1p).(Evi / \sum Evi).(Cmg . fpi - CVi)$$

Donde:

$Ci$  = compensación por la energía vertida al requerirse despachar una unidad por regulación de tensión.

$K$  = proporción de la energía a compensar =  $\sum Evi / \sum \Delta Ei$

$Evi$  = energía vertida por el generador  $i$  durante el período de regulación de tensión por requerimiento del COORDINADOR.

$\Delta Ei$  = decremento de energía del generador  $i$ .

$E1r - E1p$  = exceso de energía despachada por la unidad que realiza regulación de tensión (numeral 7.1).

$C_{mg}$  = costo marginal de energía del sistema sin considerar la unidad que efectúa la regulación de tensión.

$f_{pi}$  = factor de pérdidas marginales de la barra donde inyecta el generador  $i$

$C_{vi}$  = costo variable de la unidad  $i$ .

#### **8. OPORTUNIDAD DEL INFORME Y VALORIZACION RESPECTIVA**

La DPP formulará mensualmente, dentro de los cinco(5) primeros días de cada mes, un informe (Informe) sobre las fechas y tiempos de operación de grupos térmicos y de los cambios en las entregas de energía por motivos de mejora de la Tensión, correspondiente al mes anterior.

La DOCOES aprobará el informe para la valorización y cálculo de compensaciones y los pagos entre Integrantes.

La DEE valorizará los cambios en las entregas de energía al sistema por mejora de tensión basada en los registros de energía cada 15 minutos.

La DOCOES aprobará el informe de la DEE para la realización de los pagos.

#### **9. PAGO DE LAS COMPENSACIONES**

Las compensaciones serán pagadas de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento N°15.

**ANEXO**  
**EJEMPLO DE APLICACION**

Durante 4 horas se despacha una unidad térmica local G0 de 100MW y CV = 40 US\$/MWh por tensión, requiriéndose disminuir generación hidráulica lejana por 105 MW en base a dos generadores hidráulicos G1 y G2 , en 51 y 54 MW respectivamente. Esta disminución de generación hidráulica de 105 MW corresponde a 100 MW locales, debido a las pérdidas.

El cmg del sistema sin considerar la unidad despachada por tensión es de 28 US\$/MWh y el CV de los generadores hidráulicos es cero. Los factores de pérdidas marginales son  $fp0 = 1.0$ ;  $fp1=0.98$ ;  $fp2=0.98$

Los vertimientos son 20MWh en el generador 1 y 10 MWh en el generador 2.

La compensación que le corresponde al generador térmico es, según 7.1:

$$C0 = 400 \text{ MWh} * ( 40 - 28 * 1 ) \text{ US$/MWh} = 4800 \text{ US\$}$$

La compensación total de energía para los generadores hidráulicos que han vertido es:

$$? \text{ Etcv} = 20 + 10 = 30 \text{ MWh}$$

$$\text{proporción } K = 30 / (105*4) = 0.071$$

Es decir, los 400 MWh térmicos requieren una disminución de  $105*4= 420$  MWh hidráulicos, de los cuales  $= 0.071*400 = 28.4$  MWh producen vertimiento (se compensan) y  $400-28.4=371.6$  MWh no producen vertimiento ( no tienen compensación).

Las compensaciones a cada generador hidráulico son:

$$C1 = 400 * 0.071 * ( 20 / ( 20+10 ) ) * ( 28 * 0.98 - 0 ) = 519.53 \text{ US\$}$$

$$C2 = 400 * 0.071 * ( 10 / ( 20+10 ) ) * ( 28 * 0.98 - 0 ) = 259.76 \text{ US\$}$$

Nótese que el sobre costo para el sistema es US\$4800 el cual resulta igual a la evaluación de la diferencia de costos de generación del sistema con y sin el problema de tensión. Sin embargo, los generadores del sistema pagan, además de este sobre costo, la pérdida de oportunidad de la energía vertida, por US\$ 779.29.

## **ANEXO B:**

**Procedimiento técnico N° 15 del COES SINAC:**

**“Valorización de las transferencias de energía reactiva entre integrantes”.**

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR - 15
VALORIZACION DE TRANSFERENCIAS DE ENERGIA REACTIVA ENTRE INTEGRANTES DEL COES		
<input type="checkbox"/> Aprobado en S.D. N° 23 del 24 de enero de 1996. <input type="checkbox"/> Modificación aprobada en S.D. N° 29 del 29 de mayo de 1996. <input type="checkbox"/> Modificación aprobada en S.D. N° 128 del 25 de agosto de 2000. <input type="checkbox"/> Aprobado según RM N° 143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001.		

### 1. OBJETIVO

Determinar y valorizar las transferencias de energía reactiva entre integrantes del COES.

### 2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 40°, inciso d, 59°, 60°)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 80°, 91°, inciso e, 100°, 108°, 132°)

### 3. DEFINICIONES

Para los fines del presente procedimiento se adoptaran las siguientes definiciones:

3.1. FER: Monto recaudado por los generadores por concepto de facturación por exceso de energía reactiva en períodos de punta (Resolución P/CTE 015-95 y modificatorias) más aquellos montos correspondientes a la energía reactiva suministrada a los clientes libres que son reflejados en las barras de transferencia (definidas para las transacciones de energía activa), valorizados de acuerdo a lo establecido por resolución de la CTE para clientes regulados.

3.2. ST: Costo equivalente mensual correspondiente a la anualidad del equipamiento de compensación reactiva en operación y no considerado en mecanismos de pago existentes (Peaje de Conexión + Ingresos Tarifarios).

3.3.  $S_i$ : Costo de la energía reactiva aportada por Generador "i" al Sistema en los períodos de punta, más otros costos incurridos por operación exclusivamente por regulación de tensión, tipificados en el Procedimiento N° 11.

3.4.  $I_i$ : Aporte del generador "i" al Sistema por servicio de control de tensión.

3.5. ECR: Fondo de Compensación Reactiva del COES, que contiene el saldo acumulado de los montos recaudados por Facturación de Energía Reactiva (FER) considerada a partir del 01-05-95, y deducidos los montos pagados a generadores (Si) y transmisora (ST) por aplicación del presente procedimiento. Los referidos montos facturados permanecerán en las cuentas de los integrantes hasta el momento en que sean requeridos por el COES.

3.6. A los costos mencionados en 3.2 y 3.3, así como al Fondo de Compensación Reactiva indicado en 3.5 se les aplicará a partir de mayo de 1995, según corresponda, un interés del 12 % contabilizado en la siguiente forma:

3.6.1. A los costos mencionados en 3.2 y 3.3, desde el mes siguiente al que corresponden, es decir, a los costos del mes m se consideraran intereses desde el mes (m+1).

- 3.6.2. Al Fondo de Compensación Reactiva indicado en 3.5, después de un mes al mes que corresponde la facturación por energía reactiva; es decir, a lo facturado para el mes  $m$  se considerarán intereses desde el mes  $(m+2)$ .

**4. PERIODICIDAD**

Mensual.

**5. RESPONSABLE**

División de Evaluación y Estadística.

**6. APROBACION**

La Dirección de Operaciones aprobará el informe de valorización correspondiente.

Cualquier generador integrante podrá solicitar reconsideración de la aprobación efectuada.

**7. PREMISAS**

7.1. Se remunerará la energía reactiva entregada por los generadores durante los periodos de punta reactivo definidos por la CTE.

7.2. El costo unitario del kVAR-H será único para el SINAC y se determinará en base a la mensualidad correspondiente al costo de la fuente de energía reactiva de menor costo hipotéticamente conectada al Sistema Principal de Transmisión (SPT).

7.3. Se reconocerá en favor de las empresas de Transmisión, los costos asociados a aquellos equipos que proveen compensación reactiva al SINAC y que no están incluidos en otros mecanismos de pago establecidos, previa aprobación del Directorio del COES. Estos costos estarán limitados a aquellos correspondientes a los equipos de compensación de menor costo capaces de brindar un servicio equivalente.

**8. DATOS**

8.1. Lecturas de Energía Activa y Reactiva para el correspondiente mes, en periodos de quince minutos, para los medidores especificados en Anexos N° 2 y N° 3.

8.2. El monto ST, definido en 3.2, será calculado en base al plan referencial de la Empresa de Transmisión y la Resolución de la CTE correspondiente a la Fijación Tarifaria del mes de mayo. El referido monto será aprobado por el COES y tendrá una vigencia anual.

8.3. El costo unitario del kVAR-H será único para el SINAC y se determinará en base a la anualidad correspondiente al costo de un banco de capacitores de 30 MVAR para 220 kV, considerando una tasa de 12 % y 30 años (ver Anexo N° 1). El referido costo unitario tendrá una vigencia de seis meses y podrá ser revisado como parte del estudio tarifario.

8.4. Las empresas integrantes deberán informar al COES los rangos efectivos de potencia reactiva correspondientes a sus unidades de generación.

**9. PROCESO DE CALCULO**

9.1. Cada mes "m" el COES efectuará un cálculo de la suma de los aportes requeridos para el mes anterior de acuerdo con la ecuación siguiente:

$$[\text{SUM}(I_i)]_{m-1} = [\text{SUM}(S_i)]_{m-1} + \text{ST}_{m-1} - \text{FCR}_{m-1}$$

Donde:

$m-1$  = mes para el cual se efectúa la valorización.

= 1..g (No. de generadores)

$[SUM(I_i)]_{m-1}$  = Suma de los aportes requeridos de los generadores para el mes (m-1).

$FCR_{m-1}$  = Saldo del Fondo FCR para el mes (m-1), formado por la suma acumulada de los montos facturados por energía reactiva hasta el mes (m-1) inclusive, menos la suma acumulada de los pagos efectuados a generadores y transmisora hasta el mes (m-2) inclusive.

$[SUM(S_i)]_{m-1}$  = Suma de los pagos a generadores por servicios asociados a compensación reactiva efectuados durante el mes (m-1).

$ST_{m-1}$  = Pago a la transmisora para el mes (m-1).

En el caso que

$FCR_{m-1} \geq [SUM(S_i)]_{m-1} + ST_{m-1}$

entonces,  $[SUM(I_i)]_{m-1} = 0$

9.2. El monto a ser pagado a la Empresa de Transmisión (ST) será establecido como se señala en 8.2 .

9.3. Las magnitudes  $S_i$  serán calculadas a partir de la cuantificación de la energía reactiva aportada por cada generador "i" al Sistema en los periodos de punta reactivos definidos por la CTE, registrada por medidores digitales, en los puntos de entrega de energía reactiva indicados el Anexo No. 2.

Se podrán añadir al valor anterior los mayores costos reclamados por los generadores por su participación en la regulación de tensión, de acuerdo a lo establecido por el Procedimiento No. 11.  $[SUM(I_i)]_{m-1}$

9.4. El término  $[SUM(I_i)]_{m-1}$  resultante del cálculo detallado en 9.1 será prorrateado entre los generadores en proporción a la energía activa total registrada para cada uno en los medidores indicados en 8.1, en los referidos periodos de punta.

9.5. Los pagos a generadores y transmisora definidos en 3.2 y 3.3 se efectuarán con cargo a las cuentas que componen el FCR (definido en 3.5) en proporción a los respectivos saldos del mes anterior.

## 10. CRONOGRAMA

Día 5 Entrega de los datos indicados en 8.1 por las empresas integrantes del COES.

Día 8 Procesamiento de datos y elaboración del informe de valorización de las transferencias.

Día 9 Entrega del informe a los integrantes para su revisión.

Día 10 Aprobación del informe por la Dirección de Operaciones.



**ANEXO N° 1**  
**COMPENSACION REACTIVA EN 220 kV**  
**PRESUPUESTO ESTIMADO POR BANCO (US\$)**

Celda de 220, con capacitores 30 MVar, conexión doble barra, al exterior	Costo Total
<b>1. EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS</b>	
<b>1.1 SUMINISTROS</b>	
Interruptor trifásico en SF6, 2000A, 220kV con base y tablero local	75000
Seccionador trifásico, con cuchillas de tierra, 1250A, 220kV, completo	16000
Seccionador trifásico de barras, 1250A, 220 kV, completo	29000
Transformador de corriente 100:5/5A, 220 kV, monofásico	30000
Transformador de corriente, para protección de neutro de capacitores	6000
Pararrayos, 220 kV fase-fase, 150 kV fase-tierra, 20 kA	15000
Tablero para protección, medición y mando remoto desde sala de control	30000
Banco de capacitores de 30,000 kVAr, con bases adecuado para 220 Kv	135000
Reactor de amortiguación, apropiado para 220 kV	21000
Cables de control	2500
Cadena de 19 aisladores antifog para 220 kV, completo, incluye ferretería	4620
Estructuras: pórticos metálicos de las barras de 220 kV	24000
Sub-Total Suministros	388120
Fletes y Seguros	19406
Subtotal Suministros CIF	407526
Transporte, montaje y pruebas	61129
<b>SUB-TOTAL EQUIPAMIENTO</b>	<b>468655</b>
<b>1.2 COSTOS INDIRECTOS</b>	
G.G., utilidades, imprevistos e intereses	93731
<b>TOTAL</b>	<b>562386</b>
Gastos de internamiento (aranceles y gastos de aduana)	89656
<b>TOTAL EQUIPAMIENTO</b>	<b>652042</b>
<b>2. INGENIERIA Y SUPERVISIÓN</b>	<b>49792</b>

Ingeniería	18746
Supervisión en fábrica	8551
Supervisión en obra	22495
Sub-Total ingeniería y supervisión	49792
TOTAL: INGENIERIA Y SUPERVISIÓN	49792
TOTAL GENERAL	701834

Nota: No incluye IGV.

CALCULO PRECIO UNITARIO (\*)

INVERSION US\$	MENSUALIDAD US\$	HORAS MENSUALES	US\$/HORA	US\$/kVARh	OPER. Y MANT. 3%
701834	6890	213	32	0.00108	3,2E-05

TOTAL US\$/kVAR
0,001112

(\*) VIDA UTIL 30 AÑOS, TASA DE INTERES 12

**ANEXO C:**  
**Resolución del OSINERG-GART:**  
**“Resolución N° 015-95 P/CTE y sus**  
**modificaciones”**

RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS No. 015-95 P/CTE

Lima, 06 de octubre de 1995

LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

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

Con la facultad establecida en el Artículo 22°, inciso h) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; y

Estando a lo acordado por su Consejo Directivo en su sesión 019-95 de fecha 04 de octubre de 1995;

RESUELVE:

**Artículo Primero:** Fijase las CONDICIONES DE APLICACIÓN de las tarifas en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas;

**1 SUBESTACIÓN DE REFERENCIA A CONSIDERAR PARA EFECTOS DEL CALCULO DE PRECIOS DE BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SUBESTACIONES DE REFERENCIA**

Para efectos de establecer los precios de barra que rijan en subestaciones de generación - transporte diferentes a las denominadas de referencia, se debe utilizar la subestación de referencia que en conjunto con los sistemas de transporte correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para un consumo con factor de carga mensual igual a 55%, una estructura de compra de 35% de energía en horas de punta y 65% de energía en horas fuera de punta.

Para fines de incorporar el efecto de diversidad, el cliente podrá solicitar que los Precios de Barra se calculen sobre la base de otras subestaciones de referencia, a un nivel más alto de tensión de suministro.

**METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LA DISTANCIA ENTRE UNA SUBESTACION DE REFERENCIA Y OTRA SUBESTACIÓN DE GENERACIÓN - TRANSPORTE.**

Para establecer la distancia entre una subestación de referencia y otra subestación de generación - transporte se utilizará la distancia a lo largo de las líneas de transmisión eléctrica que puedan permitir la interconexión. Las líneas a considerar son aquellas establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados.

En el caso de existir varias líneas de interconexión se utilizarán aquellas que impliquen el menor precio medio mensual en la subestación de suministro, considerando para efectos de la comparación un consumo teórico con factor de carga mensual igual a 55%, una estructura de compra de 35% de energía en horas de punta y 65% de energía en horas fuera de punta.

El conjunto de líneas que integren la trayectoria que origina el menor precio medio mensual se denominará Trayectoria de Costo Mínimo.

**3 CALCULO DE LOS MEGAWATTS\*KILOMETRO (MW\*km)**

Para efectos de determinar los MW\*km totales retirados desde un sistema de transmisión al cual pertenece la subestación de generación - transporte diferente a la de referencia, se deberá sumar, con independencia de la propiedad de las líneas, los MW\*km de todos los retiros

individuales efectuados desde el sistema de transmisión comprendido entre dicha subestación y la subestación de referencia, suponiendo  $C=1,0$ .

Para determinar los Megawatts (MW) retirados desde un sistema de transmisión, su propietario o arrendatario, según sea el caso, deberá establecer los valores de potencia máxima retiradas en horas de punta en cada subestación de retiro, durante los últimos doce meses, sean éstos propios o de terceros.

Los kilómetros (km) a asignar a cada retiro será la distancia definida en el numeral 2, en el nivel de tensión considerado, entre la subestación de retiro y la subestación de referencia definida, para cada subestación de retiro, en los términos señalados en el numeral 1, suponiendo  $C=1,0$ .

Este cálculo de los MW\*km se efectuará para líneas de un mismo nivel de tensión.

En el caso de líneas de nivel de tensión diferente al de la subestación de suministro, se calculará una línea de longitud equivalente a la tensión de suministro, de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$L_{eq} = L * (CM / CM_{eq})$$

Donde:

$L_{eq}$	:	Longitud equivalente de la línea a la tensión de suministro, en km.
$L$	:	Longitud de la línea real, en km.
$CM$	:	Cargo Base por Peaje Secundario por transporte de la línea real, en \$/kW-mes-km.
$CM_{eq}$	:	Cargo base por peaje secundario por transporte a la tensión de la línea suministradora, en \$/kW-mes-km.

Los propietarios o arrendatarios de cada sistema de transmisión deberán proporcionar la información necesaria para estos efectos al dueño del sistema de transmisión de donde provenga el flujo de energía.

En caso que la subestación de retiro pueda ser alimentada en condiciones normales de operación por más de dos circuitos, el propietario o arrendatario podrá convenir con quien efectúa el retiro la determinación de los MW\*km a través de un procedimiento diferente al que aquí se establece, con el fin de repartir los MW retirados a través de dichas instalaciones.

#### 4 COSTOS DE CONEXIÓN DIRECTA.

Los Precios de Barra en subestaciones de generación-transporte que no sean Base; aplicables a las ventas en el nivel de media tensión de distribución, estarán limitados a valores máximos, definidos por la alternativa de conexión directa a las líneas de Muy Alta Tensión o Alta Tensión que unan las sub-estaciones más cercanas.

Estos precios máximos se determinarán comparando mensualmente el precio medio de la electricidad en el nivel de media tensión de distribución, calculado de acuerdo al procedimiento establecido en la correspondiente Resolución de Tarifas en Barra, con el precio medio resultante de considerar la opción de conexión directa con los precios alternativos que se mencionan a continuación:

$$\begin{aligned} PAEMT &= PESR * (1 + u) \\ PAPMT &= PPSR * (1 + u) \\ PMAE &= PAEMT + (PAPMT * 100,0) / (FC * H) \end{aligned}$$

Donde:

PAEMT	:	Precio Alternativo de Energía en Media Tensión, en céntimos de \$/kW.h. (media ponderada de los precios de energía en punta y fuera de punta).
PAPMT	:	Precio Alternativo de Potencia en Media Tensión, en \$/kW-mes.
PMAE	:	Precio Medio Alternativo de la Electricidad en Media Tensión, en céntimos de

$SI./kW.h.$   
PESR : Precio de Barra de la Energía en la Subestación de Referencia más cercana, al nivel de tensión igual al de la línea considerada, en céntimos de  $SI./kW.h.$  (media ponderada de los precios de energía en punta y fuera de punta).  
PPSR : Precio de Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia más cercana, al nivel de tensión igual al de la línea considerada, en  $SI./kW-mes.$   
FC Factor de Carga = 0,55.  
H Horas del mes.  
u Coeficiente determinado por la siguiente fórmula:

Si, DM es mayor que 14 MW:  
 $u = 0,227 + 0,016 \cdot KM$

Si, DM es menor o igual a 14 MW:  
 $u = 0,227 + 0,084 \cdot (14 - DM) + 0,016 \cdot KM$

Donde:

DM Suma de todas las demandas máximas en horas de punta, vigentes para fines de facturación a nivel de alta tensión de distribución y superiores, expresados en MW.  
KM Menor Distancia Posible en kilómetros, desde la Subestación en que se efectúa la venta a la línea de 138 kV o 220 kV según corresponda.

Esta comparación se efectuará considerando un consumo con demanda máxima en horas de punta igual a la vigente para fines de facturación y con un factor de carga mensual de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en horas de punta y 65% de energía en horas fuera de punta.

Si el precio medio de la electricidad en la alternativa de conexión directa (PMAE) resulta menor que el precio medio sin considerar dicha opción, se deberán reducir en la misma proporción los precios de energía (punta y fuera de punta) y de potencia correspondientes a la opción que no considera la conexión directa, hasta igualar ambos precios medios. En caso contrario no serán considerados los precios correspondientes a la opción de conexión directa.

Para el caso en que el nivel de tensión de suministro se efectúe a un nivel superior al de media tensión de distribución, se aplicará un procedimiento similar al señalado anteriormente.

## 5 DEFINICIÓN DE CLIENTES y VENEDORES

Se considerará Cliente a toda empresa distribuidora que reciba energía eléctrica de una o varias empresas generadoras.

Se considerará Vendedor a toda empresa generadora que suministra energía eléctrica a uno o varios Clientes.

## 6 ENTREGA Y MEDIDA

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en una subestación diferente a la de entrega, ésta se afectará por un factor que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión o a la subestación de entrega.

Si la energía se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por compensación del uso de dichas líneas.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más subestaciones de entrega, cada suministro será facturado por separado a los precios de barra correspondientes.

## 7 DEFINICIÓN DE HORAS DE PUNTA Y HORAS FUERA DE PUNTA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente Artículo y de las Resoluciones de tarifas en Barra, se entenderá por:

**Horas de punta:** Horas del día comprendidas entre las 18:00 y las 23:00 horas, pudiéndose exceptuar los días domingos y los días no laborables, cuando lo solicite el cliente, siempre y cuando sean de su cargo los costos adicionales de medición.

**Horas Fuera de Punta:** horas del día no comprendidas en las horas de punta.

**Sistema Aislado con preponderancia térmica:** Es aquel cuya capacidad de producción de energía térmica, en un año de hidrología promedio para las Centrales Hidráulicas, es superior al 50% de la producción total de energía en ese mismo año.

## 8 SISTEMA DE FACTURACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA

-Los vendedores y clientes utilizarán el sistema de facturación por potencia contratada, según las condiciones que se indican en el numeral 8.1.

En tanto se mantengan vigentes los contratos por demanda máxima leída suscritos con anterioridad a la publicación de la presente Resolución, dichos contratos se regirán por las condiciones que se indican en el numeral 8.2. Toda renovación de contratos o nuevos contratos de potencia, deberán efectuarse en el sistema de facturación por potencia contratada.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más barras de entrega, cuyos precios de Barra se calculan sobre la base de los precios de barra en la misma subestación de referencia, la demanda máxima a considerar en cada barra será la demanda coincidente en la hora de máxima demanda del cliente. Este procedimiento será empleado tanto para las demandas en horas de punta como en horas fuera de punta.

Los clientes tendrán el derecho de instalar a su cargo los equipos necesarios de medición y registro de demanda en las barras de suministro.

El vendedor tendrá acceso a los equipos de medición para su control e inspección. Lo anterior será igualmente aplicable en el caso de más de un suministrador.

Tanto la potencia conectada como la potencia contratada, según corresponda, determinan el límite superior de la obligación de abastecer el suministro. El vendedor no está obligado a suministrar más potencia que aquellas.

Se entenderá por demanda máxima mensual al más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de un mes. La demanda máxima anual es el mayor valor de las demandas máximas mensuales en el periodo de un año.

Para los efectos de lo dispuesto en el inciso f) del artículo 41° de la Ley de Concesiones Eléctricas se tomará en cuenta la potencia contratada y/o conectada, según corresponda.

### 8.1 POTENCIA CONTRATADA.

Se define como potencia contratada a la potencia máxima a suministrar acordada entre el vendedor y el cliente. El exceso de la demanda máxima mensual sobre la potencia contratada en las horas de punta está sujeto a la penalización definida en el numeral 8.4

Los Clientes deberán contratar las demandas máximas que tendrán derecho a tomar en horas de punta. Si las demandas máximas anuales del Cliente se producen en horas fuera de punta, deberá contratar adicionalmente otras potencias para dicho periodo. La contratación de potencia regirá por un periodo mínimo de un año.

La facturación por potencia contratada será igual al producto de la potencia contratada en las horas de punta por el precio en barra de la potencia de punta, del mes que se factura. En caso que la demanda máxima mensual del cliente exceda la potencia contratada, la facturación será igual al producto de la potencia contratada por el precio en barra de la potencia de punta, más la penalización por dicho exceso.

Los Clientes que contraten potencia en horas fuera de punta, por aquella parte en que la demanda máxima mensual en horas fuera de punta exceda la potencia contratada en horas de punta, se les aplicará un precio establecido de común acuerdo entre el vendedor y el cliente. Dicho precio se basará en los costos adicionales de transmisión y transformación en que incurra el vendedor para suministrar dicho exceso.

## 8.2 DEMANDA MÁXIMA LEÍDA.

Se entenderá por demanda máxima leída de un cliente al más alto valor de sus demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, en el período de un mes, menos las potencias contratadas que el cliente tuviera para abastecer su demanda.

La facturación por demanda máxima de punta será igual al producto de la demanda máxima leída mensual en las horas de punta por el precio en barra de la potencia de punta, del mes que se factura. En caso que dicha demanda máxima mensual exceda la potencia conectada, la facturación será igual al producto de la potencia conectada por el precio en barra de la potencia de punta, más la penalización por dicho exceso.

Se define como potencia conectada a la potencia máxima a suministrar acordada entre el vendedor y el cliente. El exceso de la demanda máxima leída sobre la potencia conectada en las horas de punta está sujeto a la penalización definida en el numeral 8.4.

La facturación por demanda máxima mensual fuera de punta será igual al producto de la diferencia de potencia en horas fuera de punta por el precio de la potencia en horas fuera de punta acordado, del mes que se factura. Dicha diferencia será igual a la demanda máxima mensual en horas fuera de punta menos la demanda máxima mensual en horas de punta, siempre que sea positivo, en caso contrario será nulo. El precio que se aplicará será establecido de común acuerdo entre el vendedor y el cliente, y se basará en los costos adicionales de transmisión y transformación en que incurra el vendedor para suministrar dicha diferencia.

## 8.3 DEMANDAS ABASTECIDAS SIMULTÁNEAMENTE

Si el cliente hubiese acordado con uno o varios vendedores los sistemas de facturación por demanda máxima leída y/o por potencia contratada simultáneamente, la demanda máxima será asumida en primer lugar, por aquellos vendedores con potencia contratada y la diferencia por los vendedores con potencias conectadas, quienes la asumirán en forma proporcional a sus potencias conectadas. En caso que la demanda máxima mensual sea superior a la suma de las potencias contratadas y conectadas, la máxima demanda mensual será prorrateada entre todos ellos en función de las potencias contratadas y conectadas.

Si el cliente estuviese acogido a los sistemas de facturación por demanda máxima leída y/o potencia contratada, los excesos de potencia de punta sobre la potencia conectada o potencia contratada se penalizarán de acuerdo al numeral 8.4.

## 8.4 PENALIZACIÓN POR EL EXCESO DE LA POTENCIA CONTRATADA O CONECTADA EN HORAS DE PUNTA

La penalización será igual al producto del exceso de potencia sobre la potencia contratada o conectada, según sea el caso, multiplicado por dos y media veces el precio en barra de la potencia de punta.



## 9 PENALIZACIÓN A EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR EXCESO DE ENERGÍA REACTIVA

Se define periodo de penalización de energía reactiva al intervalo de tiempo comprendido entre las 10:00 y 12:00 horas, más el intervalo de tiempo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas.

En el periodo de penalización de la energía reactiva, el Cliente tendrá derecho a un consumo total de energía reactiva inductiva equivalente al 40% de la energía activa total sin cargo alguno. Los excesos serán regulados en la respectiva Resolución de Tarifas en Barra.

Los cobros efectuados por los vendedores por concepto de Compensación Reactiva servirán para cubrir los costos por compensación efectuados por los generadores y transmisores del sistema, de acuerdo a lo previsto en el artículo 108° del Reglamento de la Ley.

En el caso de no existir un COES, se adoptará, en lo pertinente, el procedimiento de reparto del COES-SICN.

Cuando el suministro fuese abastecido por dos o más vendedores la recaudación proveniente de la energía reactiva será abonada por el cliente a cada vendedor proporcionalmente a sus potencias conectadas y/o contratadas.

Artículo Segundo: El proceso de actualización de la potencia conectada, a que se refiere el numeral 2.8.1 del artículo 1° de la Resolución N° 003-95 P/CTE, será vigente hasta la fecha de publicación de la presente Resolución

Artículo Tercero: El valor de la potencia conectada a utilizar en el Artículo 1° de la presente Resolución, será el resultante del proceso de actualización previsto en el numeral 2.8.1 del artículo 1° de la Resolución N° 003-95 P/CTE conjuntamente con lo señalado en el Artículo anterior. Si a la fecha de la publicación de la presente Resolución, el suministro del cliente estuviera abastecido mediante contratos en la modalidad de facturación de máxima demanda leída y potencia contratada, simultáneamente, la potencia conectada será:

a) El promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en el año anterior y el crecimiento de la demanda máxima verificada el último año siempre que éste crecimiento sea positivo; menos

b) Las potencias contratadas.

El presente artículo será aplicado exclusivamente para determinar los valores de las potencias conectadas al 01 de noviembre de 1995.

Artículo Cuarto: La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1° de noviembre de 1995, con excepción del Artículo Segundo el cual entrará en vigencia a la fecha de publicación de la presente Resolución.

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

Regístrese, comuníquese y publíquese

SANTIAGO B. ANTUNEZ DE MAYOLO M.  
Presidente  
Comisión de Tarifas Eléctricas

**ANEXO D:**  
**Resolución del OSINERG-GART: “Resolución N°**  
**023-97 P/CTE y sus modificaciones”**

RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS No. 023-97 P/CTE

Lima, 14 de octubre de 1997

LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

VISTO:

El informe técnico SED/CTE No.058-97 elaborado por la Secretaria Ejecutiva de la Comisión de Tarifas Eléctricas y el informe emitido por la Asesoría Legal.

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 026-97 de fecha 14 de octubre de 1997;

RESUELVE :

Artículo Primero.- Fijase LOS VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN Y LAS FORMULAS TARIFARIAS de las tarifas a clientes finales a que se refiere el Artículo 43°, inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas.

A) VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

Los valores agregados de distribución en Media Tensión (VADMT) y Baja Tensión (VADBT) para cada uno de los sectores típicos de distribución definidos en la R.D. N° 101-97-EM/DGE, son los del cuadro siguiente, y están expresados en Nuevos Soles por kW-mes (S/./kW-mes).

Parámetros	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
VADMT	8,015	5,892	15,446	19,268
VADBT	28,557	28,132	26,938	38,271

B) FÓRMULAS TARIFARIAS

1) Definición de parámetros

Para las fórmulas tarifarias se consideran los siguientes parámetros:

Parámetro	Descripción
CFE	Cargo fijo mensual medidor simple (S/./mes).
CFS	Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia contratada (S/./mes).
CFH	Cargo fijo mensual para opción tarifaria horaria (S/./mes).
CMTTP	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta.
CMTFP	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión fuera de punta.
CBTTP	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta.
CBTFP	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión fuera de punta.
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en media tensión.
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en baja tensión.
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.

NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución. Clientes de Baja Tensión (BT)
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kWh).
PEFP	Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kWh).
PE	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente (S/./kWh).
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-mes).
VMTTP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-mes).
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes).
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/./kW-mes).
VMTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes).

## 2) Determinación de Cargos Tarifarios

Los cargos tarifarios para las distintas opciones tarifarias, fijadas en la Resolución 024-97/ PICTE, se obtendrán según las fórmulas tarifarias siguientes:

### 2.1) Opción Tarifaria: MT2

- a) Cargo fijo mensual (S/./Cliente-mes)

$CFH$

- b) Cargo por energía activa (S/./kWh)

b.1) En horas de punta

$PEMT \times PEPP$

b.2) En horas fuera de punta

$PEMT \times PEFP$

- c) Cargo por potencia activa (S/./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia en horas punta

$(PPMT \times PP + VMTTP) \times FCPPMT$

c.2) Para facturación de potencia en horas fuera de punta

$VMTFP \times FCPPMT$   
 b) cargo por energía activa (S/./kWh)

- d) Cargo por energía reactiva (S/./kVARh)

$CER$

2.2) Opción Tarifaria: MT3

a) Cargo fijo mensual (S./Cliente-mes)

$CFS$

b) Cargo por energía activa (S./kWh)

b.1) En horas punta de punta

$PEMT \times PEPP$

b.2) En horas fuera de punta

$PEMT \times PEFP$

c) Cargo por potencia activa (S./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia de clientes calificados como "presente en punta"

$(PPMT \times PP + VMTPP) \times CMTPP + (1 - CMTPP) \times VMTFP \times FCFPMT$

c.2) Para facturación de potencia de clientes calificados como "presente en fuera de punta"

$(PPMT \times PP + VMTPP) \times CMTFP + (1 - CMTFP) \times VMTFP \times FCFPMT$

*PEMT = Precio de venta de punta*

d) Cargo por energía reactiva (S./kVARh)

$CER$

2.3) Opción Tarifaria: MT4

a) Cargo fijo mensual (S./Cliente-mes)

$CFS$

b) Cargo por energía activa (S./kWh)

$PEMT \times PE$

c) Cargo por potencia activa (S./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia de clientes calificados como "presente en punta"

$(PPMT \times PP + VMTPP) \times CMTPP + (1 - CMTPP) \times VMTFP \times FCFPMT$

c.2) Para facturación de potencia de clientes calificados como "presente en fuera de punta"

$(PPMT \times PP + VMTPP) \times CMTFP + (1 - CMTFP) \times VMTFP \times FCFPMT$

d) Cargo por energía reactiva (S./kVARh)

$CER$

2.4) Opción Tarifaria: BT2

a) Cargo fijo mensual (S./Cliente-mes)

$CFH$

b) Cargo por energía activa (S./kWh)

b.1) En horas punta

$PEMT \times PEPT \times PEPP$

b.2) En horas fuera de punta

$PEMT \times PEPT \times PEFP$

c) Cargo por potencia activa (S./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia en horas punta

$(PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) \times FCPPBT$

c.2) Para facturación de potencia en horas fuera de punta

$VBTFP \times FCFPBT$

d) Cargo por energía reactiva (S./kVARh)

$CER$

2.5) Opción Tarifaria: BT3

a) Cargo fijo mensual (S./Cliente-mes)

$CFS$

b) Cargo por energía activa (S./kWh)

b.1) En horas punta

$PEMT \times PEPT \times PEPP$

b.2) En horas fuera de punta

$PEMT \times PEPT \times PEFP$

c) Cargo por potencia activa (S./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia de clientes calificados como "presente en punta"

$(PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) \times CBTPP + (1 - CBTPP) \times VBTFP \times FCFPBT$

c.2) Para facturación de potencia de clientes calificados como "presente en fuera de punta"

$$(PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP + (1 - CBTFP) \times VBTFP \times FCFPBT$$

d) Cargo por energía reactiva (S/./kVARh)

$$CER$$

## 2.6) Opción Tarifaria: BT4

a) Cargo fijo mensual (S/./Cliente-mes)

$$CFS$$

b) Cargo por energía activa (S/./kWh)

$$PEMT \times PEBT \times PE$$

c) Cargo por potencia activa (S/./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia de clientes calificados como "presente en punta"

$$(PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP + (1 - CBTFP) \times VBTFP \times FCFPI$$

c.2) Para facturación de potencia de clientes calificados como "presente en fuera de punta"

$$(PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP + (1 - CBTFP) \times VBTFP \times FCFPBT$$

## 2.7) Opción Tarifaria: BT5

a) Cargo fijo mensual (S/./Cliente-mes)

$$CFE$$

b) Cargo por energía activa (S/./kWh) = b1 + b2

b1) Cargo por energía activa (S/./kWh)

$$b1 = PEMT \times PEBT \times PE$$

$$b2 = \left( \frac{PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP}{NIUBT} \right) \times 100$$

## 2.8) Opción Tarifaria: BT6

a) Cargo fijo mensual (S/./Cliente-mes)

$$CFE$$

b) Cargo por potencia activa (S/./kW-mes) = b1 + b2

$$b1 = PEMT \times PEBT \times PE \times NIUBT$$

$$b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times 100$$

### 3) Definición de Parámetros Tarifarios

#### 3.1) Valores Agregados y Cargos Fijos

Para cada concesión de distribución los Valores Agregados VMTFP, VMTPP, VBTFP y VBTPP, así como los cargos fijos CFE, CFS y CFH se determinarán del modo siguiente:

$$VMTFP = VADMT \times FBP$$

$$VMTPP = PTPMT \times VMTFP$$

$$VBTFP = VADBT \times FBP$$

$$VBTPP = PTPBT \times VBTFP$$

Los valores de los cargos fijos CFE, CFS y CFH son los que se indican a continuación y vienen expresados en (S/Cliente-mes):

Parámetros	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CFE	1.707	1.566	1.566	1.792
CFS	2.797	2.797	2.797	2.797
CFH	4.117	4.117	4.117	4.297

El término FBP representa el equilibrio entre la facturación de potencia a los clientes y la potencia coincidente con la máxima demanda del sistema de distribución, según el procedimiento descrito más adelante.

La Comisión de Tarifas Eléctricas establecerá el procedimiento para la aplicación de lo dispuesto en el Artículo 72º del Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.

#### 3.2) Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

El valor de los factores de corrección del Valor Agregado de Distribución PTPMT y PTPBT para los sistemas eléctricos de las empresas distribuidoras, excepto los sistemas aislados con demanda máxima menor de 12 MW son:

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisa	0.96	0.99
Edecañete	0.96	0.99
Edelnor I	0.93	0.93
Electro Centro	0.96	0.99
Electro Norte	0.96	0.99
Electro Norte Medio	0.96	0.99
Electro Nor Oeste	0.96	0.99
Electro Oriente	0.93	0.99
Electro Sur	0.90	0.96
Electro Sur Este	0.96	0.99
Electro Sur Medio	0.90	0.99
Electro Ucayali	0.96	0.99
EMSEMSA	0.99	0.99
Luz del Sur	0.95	0.91
SEAL	0.96	0.99
SERSA	0.99	0.99
Otras	0.99	0.99

<sup>1</sup> Valores modificados por Resolución N° 027-97 publicada en el Diario Oficial "El Peruano" con fecha 30.10.97.



El valor de los factores PTPMT y PTPBT para los sistemas aislados con demanda máxima menor a 12 MW será igual a 0,99 y 0,99, respectivamente:

### 3.3) Número de Horas de Uso

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
NHUBT	400	320	300	275

### 3.4) Factores de Expansión de Pérdidas

a) Aplicables a partir del 01 de noviembre de 1997 hasta el 31 de octubre de 1998.

#### a.1) Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edenor	1.0237	1.0320	1.1559	1.1850
Luz del Sur	1.0237	1.0320	1.1559	1.1850

#### a.2) Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0263	1.0429	1.1559	1.2184
Edenor	1.0263	1.0429	1.1559	1.2184
Electro Centro	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Electro Norte	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Electro Norte Medio	1.0248	1.0423	1.2791	1.3272
Electro Nor Oeste	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Electro Oriente	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Electro Sur	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Electro Sur Este	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Electro Sur Medio	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Electro Ucayali	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Emsemsa	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364
Seal	1.0365	1.0540	1.1939	1.2471
Sersa	1.0248	1.0423	1.1832	1.2364

3.4) Factores

#### a.3) Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Edecañete	1.0297	1.0533	1.1743	1.2622
Edenor	1.0297	1.0533	1.1743	1.2622
Electro Centro	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Norte	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Norte Medio	1.0281	1.0527	1.3017	1.3794
Electro Nor Oeste	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Oriente	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Sur	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Sur Este	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Sur Medio	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Seal	1.0400	1.0647	1.2136	1.2930

a.4) Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0297	1.0533	1.1743	1.2622
Electro Centro	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Sur	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Sur Este	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Electro Sur Medio	1.0281	1.0527	1.2026	1.2816
Seal	1.0400	1.0647	1.2136	1.2930

b) Aplicables a partir del 01 de noviembre de 1998 hasta el 31 de octubre de 1999.

b.1) Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0227	1.0307	1.1488	1.1763
Luz del Sur	1.0227	1.0307	1.1488	1.1763

b.2) Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0253	1.0416	1.1488	1.2092
Edelnor	1.0253	1.0416	1.1488	1.2092
Electro Centro	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Electro Norte	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Electro Norte Medio	1.0239	1.0410	1.2557	1.3035
Electro Nor Oeste	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Electro Oriente	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Electro Sur	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Electro Sur Este	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Electro Sur Medio	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Electro Ucayali	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Emsemisa	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250
Seal	1.0343	1.0514	1.1821	1.2342
Sersa	1.0239	1.0410	1.1728	1.2250

b.3) Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Edecañete	1.0287	1.0520	1.1670	1.2523
Edelnor	1.0287	1.0520	1.1670	1.2523
Electro Centro	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Norte	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Norte Medio	1.0273	1.0514	1.2775	1.3538
Electro Nor Oeste	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Oriente	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Sur	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Sur Este	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Sur Medio	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Seal	1.0378	1.0620	1.2014	1.2792

**b.4) Sector Típico 4**

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0287	1.0520	1.1670	1.2523
Electro Centro	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Sur	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Sur Este	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Electro Sur Medio	1.0273	1.0514	1.1918	1.2693
Seal	1.0378	1.0620	1.2014	1.2792

c) Aplicables a partir del 01 de noviembre de 1999 hasta el 31 de octubre del 2000.

**c.1) Sector Típico 1**

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0216	1.0294	1.1419	1.1678
Luz del Sur	1.0216	1.0294	1.1419	1.1678

**c.2) Sector Típico 2**

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0242	1.0402	1.1419	1.2001
Edelnor	1.0242	1.0402	1.1419	1.2001
Electro Centro	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Electro Norte	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Electro Norte Medio	1.0230	1.0397	1.2331	1.2806
Electro Nor-Oeste	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Electro Oriente	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Electro Sur	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Electro Sur Este	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Electro Sur Medio	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Electro Ucayali	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Emsemisa	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137
Seal	1.0321	1.0488	1.1705	1.2217
Sersa	1.0230	1.0397	1.1625	1.2137

**c.3) Sector Típico 3**

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Edecañete	1.0276	1.0506	1.1599	1.2426
Edelnor	1.0276	1.0506	1.1599	1.2426
Electro Centro	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Norte	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Norte Medio	1.0264	1.0501	1.2541	1.3291
Electro Nor-Oeste	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Oriente	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Sur	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Sur Este	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Sur Medio	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Seal	1.0355	1.0594	1.1894	1.2657

**c.4) Sector Típico 4**

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0276	1.0506	1.1599	1.2426
Electro Centro	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Sur	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Sur Este	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Electro Sur Medio	1.0264	1.0501	1.1812	1.2572
Seal	1.0355	1.0594	1.1894	1.2657

d) Aplicables a partir del 01 de noviembre del 2000 hasta el 31 de octubre del 2001.

**d.1) Sector Típico 1**

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0206	1.0281	1.1350	1.1593
Luz del Sur	1.0206	1.0281	1.1350	1.1593

**d.2) Sector Típico 2**

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0232	1.0389	1.1350	1.1912
Edelnor	1.0232	1.0389	1.1350	1.1912
Electro Centro	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Electro Norte	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Electro Norte Medio	1.0222	1.0385	1.2114	1.2585
Electro Nor Oeste	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Electro Oriente	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Electro Sur	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Electro Sur Este	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Electro Sur Medio	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Electro Ucayali	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Emsemsa	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027
Seal	1.0299	1.0462	1.1592	1.2093
Sersa	1.0222	1.0385	1.1524	1.2027

**d.3) Sector Típico 3**

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Edecañete	1.0266	1.0492	1.1528	1.2331
Edelnor	1.0266	1.0492	1.1528	1.2331
Electro Centro	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Norte	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Norte Medio	1.0255	1.0488	1.2317	1.3053
Electro Nor Oeste	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Oriente	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Sur	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Sur Este	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Sur Medio	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Seal	1.0333	1.0567	1.1777	1.2525

d.4) Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0266	1.0492	1.1528	1.2331
Electro Centro	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Sur	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Sur Este	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Electro Sur Medio	1.0255	1.0488	1.1708	1.2454
Seal	1.0333	1.0567	1.1777	1.2525

3.5) Factores de Coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
FCPPMT	0.899	0.861	0.750	0.750
FCFPMT	0.905	0.839	0.713	0.713
FCPPBT	0.876	0.790	0.752	0.752
FCFPBT	0.832	0.587	0.576	0.576

3.6) Factores de Contribución a la Punta

a) Opciones Tarifarias: MT4, MT3, BT4 y BT3

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CMTTP	0.70	0.70	0.77	0.77
CMTFP	0.49	0.35	0.38	0.38
CBTPP	0.61	0.62	0.66	0.66
CBTFP	0.37	0.27	0.28	0.28

b) Opción Tarifaria: BT4 para Alumbrado Público

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CBTPP	1.0	1.0	1.0	1.0

3.7) Factores de Economía de Escala

A partir de las fechas que se indican, los valores de VADMT, VADBT, CFE, CFS y CFH deben ser multiplicados por los factores de economía de escala siguientes:

a) Sector Típico 1

	CFE CFS CFH	VADMT	VADBT
01 Noviembre 1997	1.0000	1.0000	1.0000
01 Noviembre 1998	0.9940	0.9938	0.9938
01 Noviembre 1999	0.9850	0.9876	0.9876
01 Noviembre 2000	0.9840	0.9875	0.9815

b) Sector Típico 2

	CFE CFS CFH	VADMT	VADBT
01 Noviembre 1997	1.0000	1.0000	1.0000
01 Noviembre 1998	0.9948	0.9843	0.9848
01 Noviembre 1999	0.9896	0.9690	0.9698
01 Noviembre 2000	0.9845	0.9539	0.9552

c) Sector Típico 3

	CFE CFS CFH	VADMT	VADBT
01 Noviembre 1997	1.0000	1.0000	1.0000
01 Noviembre 1998	0.9941	0.9927	0.9927
01 Noviembre 1999	0.9883	0.9854	0.9854
01 Noviembre 2000	0.9825	0.9782	0.9782

d) Sector Típico 4

	CFE CFS CFH	VADMT	VADBT
01 Noviembre 1997	1.0000	1.0000	1.0000
01 Noviembre 1998	0.9911	0.9940	0.9929
01 Noviembre 1999	0.9822	0.9880	0.9859
01 Noviembre 2000	0.9735	0.9821	0.9789

4) Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = Cargo por energía reactiva = 0.0326 \$/KVARh

5) Determinación del Factor de Ponderación de Precios en Barra para la Energía (PE)

Este factor, se obtendrá a nivel de empresa distribuidora, para los sistemas interconectados y sistemas eléctricos aislados con demanda máxima superior a 12 MW, de acuerdo a las opciones tarifarias que se indican:

$$MT4 : PE = E_p \times PEPP + (1 - E_p) \times PEFP$$

$$BT4 : PE = E_p \times PEPP + (1 - E_p) \times PEFP$$

$$BT5 : PE = E_p \times PEPP + (1 - E_p) \times PEFP$$

Donde el valor de  $E_p$  se calculará anualmente como el promedio de los valores de los últimos dos años calendario.

d) Cargo por Energía Reactiva (CER)

Dicho cálculo tendrá vigencia a partir del 01 de marzo de cada año de acuerdo a lo siguiente:

$$E_p = \frac{(a - c - e)}{(a - c - e) + (b - d - f)}$$

Donde:

La energía anual entregada a los sistemas de distribución en barras de media tensión:

- En horas de punta = a
- En horas fuera de punta = b

La energía anual vendida en media tensión (opciones tarifarias MT1, MT2, MT3 y clientes libres en MT) multiplicada por el factor de expansión de pérdidas PEMT

- En horas de punta = c
- En horas fuera de punta = d

La energía anual vendida en baja tensión (opciones tarifarias BT1, BT2, BT3 y clientes libres en BT) multiplicada por los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT

- En horas de punta = e
- En horas fuera de punta = f

Las energías vendidas en cada una de las opciones tarifarias deberán considerar el mismo periodo de facturación con los ajustes que fueran necesarios.

Las empresas deberán comunicar a la Comisión de Tarifas Eléctricas los resultados y el sustento respectivo con un mínimo de quince días previos a su aplicación, en los formatos que establezca la Secretaría Ejecutiva, pudiendo ésta disponer su corrección fundadamente.

Para los sistemas aislados con demanda máxima menores a 12 MW, y mientras no se efectúen los cálculos, el valor del Ep será de 0.35, pudiendo la distribuidora demostrar otros factores ante la Comisión de Tarifas Eléctricas, con el procedimiento antes referido para los sistemas interconectados.

Para el periodo, *Noviembre 1997 - Febrero 1998*, las empresas aplicarán el factor Ep fijado en marzo de 1997.

- En horas de punta = f

**6) Determinación del Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP)**

- En horas fuera de punta = f

Las ventas de energía y potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12MW de demanda máxima, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente con el objetivo de evitar sobre-venta o sub-venta de potencia de punta de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida.

Por cada sistema eléctrico se determinará anualmente el factor de balance de potencia (FBP) que afectará los correspondientes valores agregados de distribución. Las empresas presentarán la información sustentatoria para la aprobación de la Comisión de Tarifas Eléctricas, según los procedimientos, formatos y medios que establezca la Comisión de Tarifas Eléctricas.

La potencia teórica coincidente (PTC) será la suma de los siguientes componentes:

1. PTCB: La PTC de las tarifas binomias (MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4) se calcularán a partir de la facturación de potencia y se afectarán los correspondientes factores de coincidencia y factores de contribución a la punta, según corresponda
2. PTCM: La PTC de las tarifas monomias de energía se obtendrá a partir de la facturación de energía y del número de horas de uso con la siguiente fórmula:  $PTCM = \text{Energía facturada} / \text{Horas de uso}$
3. PPR: Pérdidas de potencia reconocidas calculadas según los factores de expansión de pérdidas

El valor de PTC no podrá ser mayor que la máxima demanda del sistema de distribución, ajustándose a esta mediante el factor FBP.

El valor FBP será calculado anualmente con la información correspondiente al periodo anual anterior y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año. El valor inicial a emplear es de FBP = 1.0 hasta el primer cálculo.

Las empresas deberán solicitar anualmente a la Comisión de Tarifas Eléctricas la aprobación de los resultados presentando el sustento respectivo a más tardar el 28 de febrero de cada año, en los formatos que establezca la Comisión

Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW, el valor de FBP será de 1.0. La distribuidora podrá demostrar otros factores ante la Comisión de Tarifas Eléctricas, con el procedimiento antes referido.

### C) OBTENCION DE LOS PRECIOS EN BARRA EQUIVALENTE DE MEDIA TENSION (PEPP, PEFP, PE, PP)

Los precios en la barra equivalente de media tensión, se obtendrán a partir de los precios en barra en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por transmisión y transformación hasta las barras de media tensión del sistema de distribución, según la metodología regulada por la Comisión de Tarifas Eléctricas para los Precios en Barra

En tanto la Resolución Precios en Barra, u otra específica, no señale un procedimiento diferente para este fin, se obtendrá para cada sistema eléctrico una distancia equivalente de transmisión en función de los kW-km, multiplicando las respectivas demandas ó potencias instaladas por las distancias acumuladas a la barra de referencia y dividiendo la sumatoria por la demanda ó potencia instalada total. Asimismo, se establecerán los demás parámetros que sean necesarios para definir el costo de transmisión y transformación en los términos que establece las resoluciones de Precios en Barra.

Cuando existen líneas de transmisión de distinta tensión, se obtendrán la distancia equivalente de transmisión en el nivel de tensión de mayor longitud (tensión de referencia); las distancias en niveles de tensión distintas se ajustarán de modo que considerando el cargo unitario regulado en la tensión de referencia se obtenga el mismo costo total.

Las empresas concesionarias de distribución, deberán solicitar a la Comisión de Tarifas Eléctricas la aprobación de la distancia equivalente y demás parámetros a emplear, adjuntando para este fin los diagramas unifilares y la información sustentatoria previa a su aplicación. Dicho trámite se efectuará cuando las condiciones del cálculo varíen.

Para efectos de la presente Resolución, las distancias equivalentes a considerar serán las vigentes a la fecha.

**Artículo Segundo.- Fijase LAS FORMULAS DE ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN,** según lo establecido en el artículo 73° de la Ley de Concesiones Eléctricas.<sup>2</sup>

#### A) FACTOR DE ACTUALIZACION (FAVADMT) DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION EN MEDIA TENSION (VADMT)

$$FAVADMT = XMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + YMT \times \frac{D}{D_0} + ZMT \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{D}{D_0} \quad (1)$$

El valor de los parámetros XMT, YMT y ZMT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

<sup>2</sup> Artículo modificado por Resolución N° 029-97 P/CTE publicada en el Diario Oficial "El Peruano" con fecha 31.10.97.



Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
XMT	0,6346	0,6893	0,8027	0,8099
YMT	0,2934	0,2721	0,1163	0,0981
ZMT	0,0720	0,0386	0,0810	0,0920

Siendo:

XMT: Coeficiente de participación de la Mano de Obra y Productos Nacionales en el VADMT.

YMT: Coeficiente de participación de los Productos Importados en el VADMT.

ZMT: Coeficiente de participación del Conductor de Aluminio en el VADMT.

**B) FACTOR DE ACTUALIZACIÓN (FAVADBT) DEL VALOR AGREGADO DE BAJA TENSIÓN (VADBT)**

$$FAVADBT = XBT \times \frac{IPM}{IPM_0} + YBT \times \frac{D}{D_0} + ZBT \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{D}{D_0} \quad (2)$$

Los valores de los parámetros XBT, YBT y ZBT, por cada uno de los sectores típicos son iguales a:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
XBT	0,7780	0,8466	0,8576	0,8576
YBT	0,1682	0,0669	0,0777	0,0504
ZBT	0,0538	0,0865	0,0647	0,0920

Siendo:

XBT: Coeficiente de participación de la Mano de Obra y Productos Nacionales en el VADBT.

YBT: Coeficiente de participación de los Productos Importados en el VADBT.

ZBT: Coeficiente de participación del Conductor de Aluminio en el VADBT.

**C) FACTORES DE ACTUALIZACIÓN (FACFE, FACFS y FACFH) DE LOS CARGOS FIJOS (CFE, CFS y CFH)**

$$FACFE = FACFS = FACFH = \frac{IPM}{IPM_0} \quad (3)$$

**D) FACTOR DE ACTUALIZACIÓN (FACER) DEL CARGO POR ENERGIA REACTIVA (CER):**

$$FACER = \frac{D}{D_0} \quad (4)$$

**E) DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS UTILIZADOS EN LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN (1, 2, 3 y 4)**

$$D = TC \times (1 + TA) \quad (5)$$

COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS  
SECTOR ENERGIA Y MINAS  
Av. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

Siendo:

- D : Índice de productos importados.
- TC : Valor Referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado 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 utilizará el último valor venta publicado en el diario oficial "El Peruano" al día 28 del mes anterior.
- TA : Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico.  
Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPM : Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática.  
El valor base es el IPM correspondiente al mes de setiembre.  
Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior.
- IPAI : Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres.  
Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.  
Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Los valores base que se utilizarán en las de actualización son:

IPM<sub>0</sub> : 1456,220244  
IPAI<sub>0</sub> (US\$/Tn) : 1511,39  
D<sub>0</sub> (S./US\$) : 2,9725

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de Norteamérica (Tc) es de 2,654 S./US\$ que corresponde al 30.09.97.
- El valor base de la tasa arancelaria es 12% vigente al 30.09.97.
- El valor base del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas referidas a la cuarta semana del mes de junio (27.06.97)
- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM<sub>0</sub>) corresponde al mes de setiembre de 1997.

**Artículo Tercero.-** Para efectos de la compensación por racionamiento de energía y potencia a que se refiere el artículo 168° del Reglamento, y para las opciones tarifarias BT5 y BT6, los valores a utilizar como precios de energía y potencia serán los correspondientes a los valores b1 y b2, respectivamente.

**Artículo Cuarto.-** Las empresas distribuidoras de servicio público de electricidad aplicarán las disposiciones tarifarias del artículo precedente para determinar los pliegos tarifarios a clientes finales, debiendo remitir previamente a su publicación en cada oportunidad copia suscrita por su representante legal a la Comisión de Tarifas Eléctricas y la publicarán en uno de los diarios de mayor circulación local. La vigencia del correspondiente pliego tarifario será a partir del día siguiente a su publicación.

**Artículo Quinto.-** La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1° de noviembre de 1997.

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

Regístrese, comuníquese y publíquese.

EDUARDO ZOLEZZI CHACÓN  
Presidente  
Comisión de Tarifas Eléctricas

**ANEXO E:**

**Resolución del OSINERG-GART: “Resolución N°  
006-2001 P/CTE y sus modificaciones”**

**COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA**

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0437

**RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA No. 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:

# COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0497

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
<b>SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>				
Talara	220	18,41	13,96	9,54
Piura 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	18,68	13,99	9,33
Huacho	220	18,68	14,24	9,68
Zapallal	220	18,69	14,01	9,26
Ventanilla	220	18,75	14,03 <sup>1</sup>	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
Callahuanca	220	18,11	13,78	9,15
Cajamarquilla	220	18,57	13,98	9,27
Huallanca	138	16,58 <sup>2</sup>	13,03	9,16
Vizcarra	220	19,03	13,95	9,28
Tingo María	220	18,45	13,69	9,12
Tingo María	138	18,50	13,78	9,20
Huánuco	138	18,26	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	16,98	13,43	8,97
Caripa	138	17,77	13,56	9,04
Machupicchu	138	12,89	11,03	7,67
Cachimayo	138	13,79	11,41	7,94
Cusco (3)	138	13,90	11,46	7,96
Combapata	138	14,68	11,95	8,27
Tintaya	138	15,50	12,51	8,62
Ayaviri	138	14,98	12,34	8,53
Azángaro	138	14,69	12,20	8,46
Juliaca	138	16,06	12,56	8,62
Puno	138	16,50	12,73	8,70
Puno	220	16,49	12,79	8,73
Callalli	138	15,96	12,67	8,70
Santuario	138	16,29	12,80	8,75
Socabaya <sup>2</sup>	138	16,61	12,91	8,80
Socabaya	220	16,62	12,94	8,80
Cerro Verde	138	16,66	12,93	8,81

<sup>1</sup> Modificado por Fe de Erratas

<sup>2</sup> Modificado por Fe de Erratas

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

Av. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

Mollendo	138	16,66	12,96	8,83
Montalvo	220	16,66	12,92	8,80
Montalvo	138	16,76	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	16,81	12,83	8,75
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Típico A (4)	MT	22,60	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	23,89	26,43	26,43
Típico F (8)	MT	22,56	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 Paseo 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.

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

Av. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

- 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 47º, 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:

$$PEBP = PEMP + CPSEE \quad (1)$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE \quad (2)$$

$$PPB = PPM + PCSPT \quad (3)$$

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)

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

Sistema de Transmisión	PCSPT S/./kW-mcs
SPT de Etecen	1,38
SPT de Etesur	0,30
SPT de Redesur	1,17
SPT de Transmataro	3,04
L.T. Dolorespata – Quencoro 138 kV <sup>3</sup>	0,03
L.T. Piura – Talara 220 kV	0,18
L.T. Vizcarra – Paramonga 220 kV	0,34
Transformación 220/138 kV en S.E. Tingo María	
Total SINAC	6,44

### A.1.2) SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN

Se define:

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

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. S/./kW.h	Instalaciones Secundarias	Cargos ctm. S/./kW.h
Ica	220	0,31	L.T. Independencia-Ica	0,31
Marcona	220	1,16	L.T. Independencia-Ica	0,31
			L.T. Ica-Marcona	0,85
Paraqsha II	138	0,26	L.T. Pachachaca- Oroya Nueva	0,10
Oroya Nueva	220		L.T. Paraqsha II-Huánuco	0,13
Oroya Nueva	50		S.E. Oroya Nueva - Transf. 220/50/13,8 kV; 100 MVA	0,03
Carhuamayo	138			
Caripa	138			
Tacna	66	0,63	S.E. Tacna - Transf. 220/60/10 kV; 50 MVA	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. S/./kW.h y corresponde a las Instalaciones Secundarias señaladas en el cuadro siguiente:

<sup>3</sup> Modificado por Fe de Erratas



## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA

TELÉFONO 224 0487

Código Instalación	De Subestación	A Subestación	CPSEE02 ctm. \$/kW.h
L-238	Chiclayo	Piura	0,07
L-232 L-233	Chimbote	Trujillo	
L-242 L-243	Zapallar	Ventanilla	
L-244 L-245 L-246	Ventanilla	Chavarría <sup>4</sup>	
L-2010 L-2011	Santa Rosa	San Juan	
L-1008	Tintaya	Santuario	0,03
L-1011 L-1012	Santuario	Socabaya	
L-1015	Montalvo	Toquepala	
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:

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 de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

<sup>4</sup> Modificado por Fe de Erratas.

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

Av. CANADA 1470 SANBORJA  
TELÉFONO 224 0487

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:

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

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:

PPB0 Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

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

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0437

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.

### 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:

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

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.
- 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
SINAC: 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.

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

### 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

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

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)

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

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.

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

Av. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0497

- 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 MATa AT	1,0063
De MAT a MT	1,0175
De ATa MT	1,0111

POR TRANSPORTE:

Nivel de Tensión	PPL %/km.
220 kV	0,0529
110 a 138 kV	0,0596
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.

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

- 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	1,0088
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 46º y 52º 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)

$$PPMI = PPM0 * FAPPM \quad (1)$$

$$FAPPM = a * FTC * FTA + b * FPM \quad (2)$$

$$FTC = TC / TCo \quad (3)$$

$$FTA = (1,0 + TA) / (1,0 + TAo) \quad (4)$$

$$FPM = IPM / IPMo \quad (5)$$

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 2240487

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.
- TCo = Tasa de Cambio inicial igual a \$/ 3,525 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 155,903213.

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

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} \quad (6)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} \quad (7)$$

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} * \text{FTA} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB} \quad (8)$$

$$\text{FD2} = \text{PD2} / \text{PD2o} \quad (9)$$

$$\text{FR6} = \text{PR6} / \text{PR6o} \quad (10)$$

$$\text{FPGN} = \text{PGN} / \text{PGNo} \quad (11)$$



# COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

Av. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0457

$$FCB = (0,3531 + 0,6469 * FOBCB/FOBCBo) * FTC \quad (12)$$

Sistema	d	e	f	g	s	cb
SINAC	0,0937	0,0318	0,2800	0,4952	0,0000	0,0993
Aislado A	0,0930	0,6620	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 S./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 S./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.

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

Av. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

- 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 6,373 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)

$$\text{CBPSTI} = \text{CBPST0} * \text{FACBPST} \quad (12)$$

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

#### 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

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0437

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

$$\text{CBPSL1} = \text{CBPSL0} * \text{FACBPSL} \quad (14)$$

$$\text{CPSEE1} = \text{CPSEE0} * \text{FACBPSL} \quad (15)$$

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

Nivel de Tensión	j	k
220 kV	0,354	0,646
138 kV	0,380	0,620
AT	0,450	0,550

#### Donde:

CBPSL0 = Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte, publicado en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h-km.

CBPSL1 = Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte, actualizado, en céntimos de S./kW.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  $\text{FTA} = 1,000$ .

### 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:

$$\text{PCSPT1} = \text{PCSPT0} * \text{FAPCSPT} \quad (17)$$

$$\text{FAPCSPT} = 1 * \text{FTC} * \text{FTA} + m * \text{FPM} \quad (18)$$

$$l = 0,52$$

$$m = 0,48$$

#### Donde:

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

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

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

$$CBPSE1 = CBPSE0 * FACBPSE \quad (19)$$

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

$$n = 0,57$$

$$p = 0,43$$

#### 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  $S/./kW.h$ .

CBPSE1 = Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, actualizado, expresado en céntimos de  $S/./kW.h$ .

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, 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 (PCSPT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de Resolución Nº 006-2001 P/CTE

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

cada mes. El FPGN 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. \$/kVARh
Primero	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

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0487

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./kW.h.

**PMBEMT** : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S./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 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 Eteccn	45 086 052	34 580
SPT de Etesur	9 879 749	24 982
SPT de Redesur	38 309 228	57 120
SPT de Transmataro	99 431 845	11 286
L.T. Dolorespata – Quencoro 138 kV <sup>5</sup>	954 329	21
L.T. Piura – Talara 220 kV	5 868 794	17 178
L.T. Vizcarra – Paramonga 220 kV Transformación 220/138 kV en S.E. Tingo María	11 159 868	8 262

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

<sup>5</sup> Modificado por Fe de Erratas.  
Resolución N° 006-2001 P/CTE

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0437

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 transmisión, 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/CTE, conforme a lo estipulado en sus respectivos contratos de compra-venta 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 PPB1 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) pertenezcan 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

## COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 0497

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, estos 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 1.1 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. \$/kW.h
L-238	Chiclayo	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	
L-1008	Tintaya	Santuario	0,03
L-1011 L-1012	Santuario	Socabaya	
L-1015	Montalvo	Toquepala	
L-1013	Socabaya	Cerro Verde	
Total SINAC			0,12

**Artículo Décimo Octavo:** Precísase que las tarifas de distribución a que se refiere el Artículo 44° de la Ley de Concesiones Eléctricas se encuentran reguladas mediante las Resoluciones N°022-97 P/CTE y N°023-97 P/CTE. 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



**COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA**

AV. CANADA 1470 SAN BORJA  
TELÉFONO 224 6487

**Encargado de la Presidencia  
Comisión de Tarifas de Energía**

**ANEXO F:**

**Resolución del OSINERG-GART: “Resolución N°  
1089-2001: 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, 04 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; y

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 la 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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 1087-2001-OS/CD**

**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***

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] CESI. Informe Final "Actualización del Procedimiento de Transferencias de Energía Reactiva: Normatividad en los Principales mercados internacionales y en el Perú; Necesidad de remuneración de las Transferencias. COES SINAC Lima Perú. Marzo del 2004.
- [2] OSINERG-GART. Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas 1993 – 2003. Lima Perú.
- [3] R. RAMIREZ A. Compensación Reactiva en Sistemas de Transmisión. Lima Perú
- [4] PH. D. FERNANDO. Congestión en Sistemas Eléctricos de Transmisión. Curso: en la Facultad de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de Ingeniería. Lima - Perú. Mayo 2001.
- [5] WILLIAM D. STEVENSON; J.GRAINCE. Análisis de Sistemas de Potencia. Editorial Mac Graw Hill. 1996
- [6] RAFAEL ERIZTIA; R. WATTS. Las crisis eléctricas de: California, Brasil y Chile. Lecciones para el mercado chileno, Informe Económico N° 129, Libertad y Desarrollo, 2002.
- [7] PAUL SAMUELSON; W. NORDHAUS. Economía. Professor in Massachusetts Institute of Technology. Decimoséptima edición, Editorial Mac Graw Hill.
- [8] PRABHA KUNDUR. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, Inc, 1998
- [9] COES SINAC. Pagina Web del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional: <http://www.coes.org.pe>  
Procedimientos, Estadísticas de Operaciones, Estudios y Publicaciones.
- [10] ALLEN J. WOOD; B. WOLLENBERG. Power Generation Operation and Control. John Wiley & Sons, Inc. 1996
- [11] MEM. Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTOTR).
- [12] Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. 1992