

**RESOLUCION DE LA COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS No.
001-93 P/CTE**

Lima, 13 de abril de 1993

LA COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

Visto el informe del Estudio del Programa de Garantía Tarifaria;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, del 19 de noviembre de 1992, y el Decreto Supremo N 009-93-EM, del 25 de febrero de 1993; y

Estando a lo acordado por su Consejo Directivo en su sesión 006-93 del 12 de abril de 1993,

RESUELVE:

Artículo primero.- Fijase los siguientes precios en barra, y las condiciones de aplicación para los suministros a que se refiere el artículo 43, literal c de la Ley de Concesiones Eléctricas, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan.

1. PRECIOS EN BARRA

1.1 PRECIOS DE BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

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

A) PRECIOS DE 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 servidos en las subestaciones denominadas bases, para los niveles de tensión que se indican.

| Sub-estación Base | Tensión | Precio de barra de la potencia de punta (PPB) | Precio de barra de la energía en horas de punta (PEBP) | Precio de barra de la energía en horas fuera de punta (PEBF) |
|--|----------------|--|---|---|
| SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE | | | | |
| | KV | S/kW-mes | cent S/./kWh | cent S/./kWh |
| Piura Oeste | 220 KV | 12.07 | 10.74 | 10.74 |
| Chiclayo Oeste | 220 KV | 11.87 | 7.21 | 7.21 |
| Guadalupe | 220 KV | 11.90 | 6.67 | 6.67 |
| Trujillo Norte | 220 KV | 11.85 | 6.05 | 6.05 |
| Chimbote 1 | 220 KV | 11.37 | 5.75 | 5.75 |
| Paramonga | 220 KV | 10.82 | 5.48 | 5.48 |
| Zapallal | 220 KV | 10.31 | 5.23 | 5.23 |

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

| | | | | |
|------------------------------------|--------|-------|-------|-------|
| Chavarría | 220 KV | 10.31 | 5.24 | 5.24 |
| Santa Rosa | 220 KV | 10.31 | 5.24 | 5.24 |
| San Juan ELM | 220 KV | 10.31 | 5.24 | 5.24 |
| San Juan ELP | 220 KV | 10.31 | 5.24 | 5.24 |
| Independencia | 220 KV | 10.00 | 5.10 | 5.10 |
| Ica | 220 KV | 10.07 | 5.47 | 5.47 |
| Marcona | 220 KV | 10.13 | 8.18 | 8.18 |
| Huancavelica | 220 KV | 9.68 | 4.90 | 4.90 |
| Mantaro | 220 KV | 9.55 | 4.84 | 4.84 |
| Pachachaca | 220 KV | 9.96 | 5.05 | 5.05 |
| Huayucachi | 220 KV | 9.75 | 4.94 | 4.94 |
| Cañón del Pato | 138 KV | 11.05 | 5.55 | 5.55 |
| SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE | | | | |
| Machupicchu | 138 KV | 8.27 | 3.17 | 3.17 |
| Dolorespata | 138 KV | 8.99 | 3.38 | 3.38 |
| Quencoro | 138 KV | 9.02 | 3.51 | 3.51 |
| Combapata | 138 KV | 9.89 | 4.16 | 4.16 |
| Tintaya | 138 KV | 10.72 | 5.25 | 5.25 |
| Ayaviri | 138 KV | 11.09 | 6.46 | 6.46 |
| Azángaro | 138 KV | 11.28 | 7.15 | 7.15 |
| Juliaca | 138 KV | 11.64 | 8.30 | 8.30 |
| SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE | | | | |
| Socabaya | 138 KV | 8.66 | 5.00 | 5.00 |
| Moquegua | 138 KV | 9.10 | 5.71 | 5.71 |
| Toquepala | 138 KV | 9.27 | 6.04 | 6.04 |
| Aricota | 138 KV | 9.30 | 6.54 | 6.54 |
| Aricota | 66 KV | 9.31 | 6.77 | 6.77 |
| Tomasiri | 66 KV | 10.26 | 7.80 | 7.80 |
| Tacna | 66 KV | 10.72 | 8.44 | 8.44 |
| SISTEMAS AISLADOS | | | | |
| Típico | M.T. | 12.90 | 11.37 | 11.37 |

B) PRECIOS DE BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

Los precios de energía en barra en las subestaciones de centrales generadoras, cuyos flujos de potencia netos, descontados los consumos totales, fluyan de manera predominante hacia la subestación base mas cercana, se determinarán del cociente resultante de dividir los precios de la energía en la subestación base por el correspondiente factor de pérdidas marginales de energía.

El precio de la potencia de punta en las mismas subestaciones del párrafo anterior, se determinarán dividiendo el precio de la potencia de punta en la subestación base con el factor de pérdida marginales de potencia. Dichos factores de pérdidas marginales se obtienen con las fórmulas indicadas en 1.2.

1.2 Precios en barra de subestaciones de referencia en niveles de tensión diferentes a los señalados en 1.1 y en otras subestaciones.

Los precios en barra en niveles de tensión diferentes a los señalados en 1.1 y en otras subestaciones, conectadas a las subestaciones señaladas en 1.1, se determinarán según las fórmulas siguientes, multiplicando los precios de la energía en la subestación de referencia por el respectivo factor de pérdidas marginales de energía, y los precios de la potencia de punta en la subestación de referencia por el factor de pérdidas marginales de potencia, agregando a este último producto el cargo por peaje de conexión, y verificando que no se excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las condiciones de aplicación que se establecen en 2. Estos cargos incorporan todos los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de potencia y energía en las instalaciones y se pagarán de acuerdo lo estipulado en el artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Los factores y cargos a aplicar son:

- Factor de pérdidas marginales de energía
 $FPME = FPET * (1 + PEL/100 * L)$
- Factor de pérdidas marginales de potencia
 $FPMP = FPPT * (1 + PPL/100 * L)$
- Cargo base por peaje de conexión (En S/./kW-mes)
 $CBPC = CBPCT + CBPCL * L * C$

en donde:

FPET Factor de pérdidas marginales de energía por transformación.
 FPPT Factor de pérdidas marginales de potencia por transformación.
 PEL Pérdidas marginales de energía por transmisión, en %/kM.
 PPL Pérdidas marginales de potencia por transmisión, en %/kM.
 L Longitud de la línea de transmisión, en kM.
 C Variable dependiente de los MWxKm totales, según se detalla más adelante.
 CBPCT Cargo base por peaje de conexión por transformación, en S/./kW-mes.
 CBPCL Cargo base por peaje de conexión por transporte, en S/./kW-mes/kM.

Los valores de FPET, FPPT, PEL, PPL, L, C, CBPCT y CBPCL se indican a continuación:

a) CARGOS POR PERDIDAS MARGINALES DE POTENCIA Y DE ENERGIA

EN TRANSFORMACION:

Desde la barra de referencia en el nivel de mas alta tensión a:

| | FPPT | FPET |
|--|--------|--------|
| - Alta Tensión (Entre 100 KV y 30 KV) | 1,0088 | 1,0052 |
| - Media Tensión (Menor de 30 KV) | 1,0242 | 1,0142 |

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

| EN TRANSPORTE: | Potencia PPL (%/km) | Energía PEL (%/km) |
|---------------------------|---------------------------|--------------------------|
| - Líneas de 220 KV | 0,0510 | 0,0426 |
| - Líneas de 110-138 KV | 0,0598 | 0,0500 |
| - Líneas menores a 100 KV | 0,1158 | 0,0968 |

b) CARGO BASE POR PEAJE DE CONEXION POR TRANSFORMACION (CBPCT)

Desde la barra de referencia
en el nivel de más alta tensión a:

| | (En S./kW/mes) | |
|---|-----------------|------------------|
| | Alta Tensión | Media Tensión |
| .SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE | | |
| - LIMA | 0,718 | 1,647 |
| - OTROS | 1,163 | 2,867 |
| SISTEMA INTERCONECTADO SUR | 0,741 | 2,446 |
| SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE | 0,741 | 2,446 |

c) CARGO BASE POR PEAJE DE CONEXION POR TRANSPORTE (CBPCL)

| | S./KW-mes/Km |
|---------------------------|--------------|
| - En 220 KV | 0,01060 |
| - En 138 KV | 0,02225 |
| - En Alta Tensión (Lima) | 0,02128 |
| - En Alta Tensión (resto) | 0,03175 |

d) **VARIABLE C:** El valor de la variable C depende de los MW^Xkm totales retirados desde el sistema de transmisión considerado, durante el período relevante para la facturación, según se establece en el procedimiento respectivo en las Condiciones de Aplicación.

El valor de C es el siguiente:

C=1 si la suma de los MW^Xkm retirados desde el sistema de transmisión es igual o inferior a D

C=0,7 si la suma de los MW^Xkm retirados desde el sistema de transmisión es superior a D e inferior a E.

C=0,3 si la suma de los MW^Xkm retirados desde el sistema de transmisión es igual o superior a E.

Los valores de D y E son los siguientes:

| Tensión del sistema de transmisión | D | E |
|------------------------------------|-------|-------|
| 220 KV | 15000 | 20000 |
| 110 a 138 KV | 6500 | 8000 |
| Alta Tensión (Entre 30 y 100 KV) | 1000 | 1250 |

En aquellas subestaciones de generación-transporte no bases, con niveles de tensión inferiores a 220 kV pero ubicadas en zonas geográficas en las cuales existan líneas de tensiones superiores, los precios de barra estarán adicionalmente limitados a los valores máximos de costos de conexión directa, calculados según el procedimiento señalado en el punto 2.4.

1.3 Formulación tarifaria

Las tarifas obtenidas según las fórmulas y procedimiento definido en 1.1 y 1.2 se encuentran referidas a las siguientes variables:

- PPB: Precio de barra de la potencia de punta en la subestación base, en S/./kW-mes
- PEBP: Precio de barra de la energía en horas de punta, en la subestación base, en cent S/./kWh
- PEBF: Precio de barra de la energía en horas fuera de punta, en cent S/./kWh
- CBPCT: Cargo base por peaje de conexión por transformación, en S/./kW-mes
- CBPCL: Cargo base por peaje de conexión por transporte, en S/./kW-mes.

La Comisión de Tarifas Eléctricas establecerá el procedimiento para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 52 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

2. CONDICIONES DE APLICACION

2.1 Subestación de referencia a considerar para efectos del cálculo de precios en barra en otras subestaciones de generación-transporte.

Para efectos de establecer los precios en barra que rigen en subestaciones de generación-transporte diferentes a las denominadas de referencia en 1.1, 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 de 55%.

Sin embargo, el cliente podrá solicitar, solo para fines de incorporar el efecto de diversidad a que se refiere el punto 2.8, que los precios en barra se calculen sobre la base de otras subestaciones principales, referidos al nivel de más alta tensión de suministro.

2.2 Modalidad de cálculo de la distancia entre una subestación 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 través de las líneas eléctricas que puedan permitir la interconexión. Las líneas a considerar son aquellas establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales 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 el punto de suministro, considerando para efectos de la comparación un consumo teórico con factor de carga mensual igual a 55%.

2.3 Cálculo de los MW^Xkm

Para efectos de determinar los MW^Xkm retirados desde un sistema de transmisión su propietario o arrendatario, según sea el caso, deberá establecer los valores de potencia máxima retirada en horas de punta en cada punto de retiro, durante los últimos doce meses, sean estos propios o de terceros.

Se deberá determinar los MWxKm equivalentes de cada sistema de transmisión, compuesto de líneas conectadas en un mismo nivel de tensión. Cada extremo de dicho sistema, "aguas arriba", tendrá que ser asociado con su correspondiente subestación de referencia, en los términos indicados en 2.1.

A su vez, cada retiro del sistema de transmisión será asociado con su correspondiente subestación de referencia, y por lo tanto con el correspondiente extremo "aguas arriba del sistema" considerado. Deberá calcularse el producto resultante de multiplicar los MW retirados en cada punto por la distancia de la línea en kilómetros al extremo del sistema de transmisión al que se encuentra asociado. Los MWxkm equivalentes se obtendrán como la sumatoria de los MWxkm de cada retiro individual. Esta cifra deberá ser utilizada para el cálculo del parámetro C a que se refiere el punto 1.2

En casos de situaciones especiales no previstas, para el cálculo de los MW^Xkm retirados desde el sistema de transmisión, los interesados podrán solicitar de la Comisión de Tarifas Eléctricas las instrucciones de aplicación correspondientes.

2.4 Costos de conexión directa.

Los precios de barra en las subestaciones de generación-transporte no bases, aplicables a las ventas en el nivel de media tensión de distribución, estarán limitados a valores máximos, considerando la alternativa de conexión directa a las líneas de Muy Alta Tensión ó Alta Tensión que unan las subestaciones principales más cercanas.

Estos precios máximos se determinarán comparando mensualmente para 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%, el precio medio de la electricidad, en nivel de media tensión de distribución, que resultaría sin considerar esta opción de conexión directa, con el precio medio resultante para un consumo de las mismas características con los precios alternativos siguientes:

Precio alternativo de la energía = $PNET * (1 + u)$

Precio alternativo de la potencia de punta = $PNPT * (1 + u)$

En que:

PNET: Precio de barra de la energía en la subestación principal más cercana en nivel de tensión igual al de la línea considerada,

PNPT: Precio de barra de la potencia de punta en la subestación principal más cercana en nivel de tensión igual al de la línea considerada,

DEM: Demanda máxima en horas de punta vigente para fines de facturación, expresada en megawatts.

KM: Distancia en kilómetros, en línea recta a la línea de muy alta tensión o alta tensión.

u: Factor que debe ser determinado de común acuerdo entre el vendedor y el cliente.

Si el precio medio de la electricidad en la alternativa de conexión directa resulta menor que el precio medio sin considerar dicha opción, se deberán reducir en la misma proporción los precios de energía y de potencia de punta correspondientes a la opción que no considera la conexión directa, hasta igualar ambos precios medios. En caso contrario, los precios correspondientes a la opción directa no serán considerados.

Para el caso en que el nivel de tensión de suministro se efectúe a un nivel superior al de media tensión de distribución, el cliente podrá solicitar la aplicación de un coeficiente que refleje la alternativa de conexión directa. El valor de dicho coeficiente se establecerá de común acuerdo entre el vendedor y el cliente.

2.5 Se considerará cliente a toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto.

2.6 Entrega y medida

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en un punto diferente al de entrega, la medida se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión y punto 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 este concepto.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cada suministro será facturado por separado a los precios de barra en la subestación de generación-transporte correspondiente.

2.7 Horas de punta y fuera de punta de los sistemas eléctricos.

Para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente artículo, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18.00 y las 23.00 horas, pudiéndose exceptuar los días domingos y días de descanso correspondientes a feriados y feriados que coincidan con días de descanso, cuando lo solicite el cliente. El resto de las horas del año serán fuera de punta.

2.8 Determinación de la demanda máxima y del cargo por demanda máxima.

Los clientes podrán optar por cualquiera de los sistemas de facturación siguientes :

1. Demanda máxima leída
2. Potencia contratada

En el caso que un cliente no opte por uno de los sistemas de facturación mencionados, la empresa vendedora le aplicará el sistema de facturación de demanda máxima leída. En todo caso, para los efectos de calcular la demanda de facturación que se señala en 2.8.1, la empresa vendedora considerará el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas, en horas de punta o fuera de punta según corresponda, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, independientemente de que en algunos de estos meses el cliente hubiere tenido otro suministrador. Si el cliente tuviere simultáneamente potencias contratadas con otros suministradores, estas potencias se restarán de la demanda de facturación calculada como se indicó anteriormente. Si el cliente estuviere acogido al sistema de demanda máxima leída con varios suministradores simultáneamente, la demanda de facturación será prorrateada entre todos ellos en función de las potencias firmes que tuvieren disponibles para abastecerlo. Estas potencias firmes se determinarán de acuerdo a las normas y procedimientos del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) del Sistema eléctrico correspondiente, y si no existiere dicho Centro, se calcularán de acuerdo a las normas y procedimientos del COES del Sistema Interconectado Centro Norte.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cuyos precios de barra se calculan sobre la base de los precios de barra en la misma subestación principal, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente y demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores, y el cliente.

Los clientes tendrán el derecho de instalar a su cargo los equipos necesarios de medición y registro de demanda, en los grupos de puntos de suministro cuyos precios de barra se calculen sobre la base de precios en la misma subestación principal, para establecer mensualmente el factor de diversidad del grupo correspondiente. En este caso, la demanda máxima en horas de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta del grupo. Asimismo, la demanda máxima en horas fuera de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta en horas fuera de punta del grupo. La empresa

vendedora tendrá acceso a los equipos para su control e inspección. Lo anterior será igualmente aplicable en el caso de más de un suministrador.

2.8.1 Demanda máxima leída

En esta modalidad de facturación se toman como referencia las demandas máximas leídas en horas de punta y en horas fuera de punta, aplicándose para el kW de demanda máxima leída en horas de punta el precio de barra de la potencia de punta en el punto de entrega. Adicionalmente la empresa compradora deberá convenir una potencia máxima conectada con la empresa vendedora.

En el caso que no existan o no hayan existido instrumentos que permitan obtener dichas demandas máximas directamente, la empresa vendedora las determinará mediante algún método adecuado.

Para los efectos de facturación se consideran los dos casos siguientes:

Caso a): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas de punta.

Caso b): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas fuera de punta.

Para la clasificación de las empresas distribuidoras en los casos a) o b) señalados anteriormente se considerarán las demandas máximas leídas en los últimos 12 meses de consumo, incluido el mes que se factura.

Se entenderá por demanda máxima leída al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso a); la demanda de facturación, en la cual se basa el cargo mensual por demanda máxima, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso b), la facturación mensual de la demanda máxima incluirá los dos siguientes elementos que se sumarán en la factura :

1. Cargo por demanda máxima de punta, y
2. Cargo por demanda máxima fuera de punta

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima de punta, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima fuera de punta, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas fuera de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

El cargo por demanda máxima fuera de punta se aplicará a la diferencia entre la demanda de facturación fuera de punta y la demanda de facturación de punta. El precio que se aplicará a esta diferencia de demandas máximas será establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora, y se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrarla.

Para cualquier empresa, ya sea clasificada en el caso a) o en el caso b), si la demanda de facturación, dentro o fuera de punta, sobrepasa la potencia conectada, cada kW de exceso sobre dicha potencia se cobrará al doble del precio establecido.

Adicionalmente, si la potencia conectada es excedida en más de 5 días, en el período de un año, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a

redefinir la potencia conectada en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia conectada vigente y del máximo exceso registrado, y cobrar los aportes reembolsables correspondientes.

2.8.2 Potencia contratada.

En ésta modalidad de facturación, las empresas compradoras deberán contratar las demandas máximas que tendrán derecho a tomar en horas de punta y/o fuera de punta.

La contratación de las potencias regirá por un período mínimo de un año, y se realizará en las siguientes condiciones generales:

Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce durante las horas de punta, deberán contratar una potencia de punta. Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce fuera de las horas de punta deberán contratar una potencia fuera de punta y una potencia de punta.

La potencia de punta contratada se facturará mensualmente al precio en barra de la potencia de punta en el punto de entrega.

A las empresas que contraten potencia fuera de punta, por quella parte en que la potencia fuera de punta excede de la potencia de punta, se les aplicará un precio establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora. Dicho precio se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrar la diferencia entre la potencia fuera de punta y la potencia de punta.

Si en cualquier mes las demandas máximas registradas sobrepasan las potencias de contrato respectivas, por aquella parte que las demandas máximas excedan la potencia de contrato, la empresa vendedora podrá aplicar ese mes un precio igual al doble del estipulado.

De manera similar, si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora, excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.

Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 5 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que éste crecimiento sea positivo.

Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 5 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que las contratadas.

Se entenderá por exceso registrado a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia hasta el momento en que se efectúa

recontratación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontratada será de 12 meses.

Los clientes podrán recontratar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que registrará por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán recontratar la potencia.

2.9 Recargo por factor de potencia medio mensual.

La facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,85, se recargará en un 0,5% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,85.

2.10 Pago de las facturas

Los clientes deberán pagar la facturas dentro del plazo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas, en las oficinas que se acuerden con la entidad suministradora.

2.11 Gravámenes e impuestos

Las tarifas del presente pliego son netas y no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Artículo segundo.- Las empresas generadoras de servicio público de electricidad aplicarán las fórmulas tarifarias del artículo precedente, para determinar los pliegos tarifarios a las empresas distribuidoras.

Artículo tercero.- El precio medio de las tarifas máximas a ser aplicadas por las empresas generadoras de acuerdo a lo indicado en el artículo segundo, no podrán ser mayores en ningún caso, que el precio base en barra de media tensión para sistemas aislados, especificados en 1.1 del artículo primero de la presente resolución. En éste caso, los costos resultantes, serán reconocidos en forma proporcional a las instalaciones involucradas hasta el nivel de generación.

Artículo cuarto.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del primero de mayo de 1993.

Artículo quinto.- Derógase o déjase en suspenso los dispositivos que se opongan al cumplimiento de la presente resolución

**COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
Teléfono / Fax: 350313 - LIMA**

**SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO
PRESIDENTE
COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS**