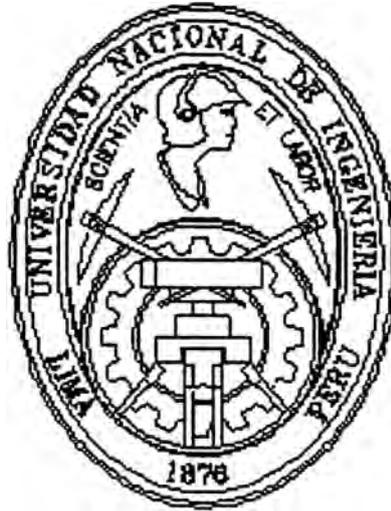


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**EL FACTOR DE BALANCE DE POTENCIA CÁLCULO E INCIDENCIA  
EN LA DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE  
ELECTRICIDAD**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**Juan Antonio Cóndor Canales**

**PROMOCIÓN  
1999 - I**

**LIMA – PERÚ  
2005**

***Dedico este trabajo a:  
mis Padres, inspiración plena de lucha y sacrificio,  
mis Hermanas, por el apoyo incondicional en mi carrera, y a  
mis Sobrinos, esperanza de superación.***

**EL FACTOR DE BALANCE DE POTENCIA: CÁLCULO E INCIDENCIA  
EN LA DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE  
ELECTRICIDAD**

## **SUMARIO**

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar el efecto que tiene el Factor de Balance de Potencia en el cálculo de los cargos tarifarios con el consecuente efecto económico, el Factor de Balance de Potencia se aplica directamente al Valor agregado de distribución es por este motivo que las empresas distribuidoras de electricidad deben darle la debida importancia.

En el capítulo I se detallan las diferentes tarifas de electricidad para clientes regulados, sus condiciones de aplicación y las resoluciones con las cuales fueron aprobadas. En el capítulo II se detalla el significado del Factor de Balance de Potencia, la información necesaria para su cálculo. El capítulo III contiene la metodología de cálculo de este factor. El capítulo IV muestra todos los valores del Factor de Balance de Potencia desde su entrada en vigencia. El capítulo V muestra todos los parámetros y fórmulas que intervienen en el cálculo de los pliegos tarifarios. El capítulo VI muestra el efecto que el Factor de Balance de Potencia tiene en las tarifas.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>LAS TARIFAS ELÉCTRICAS</b>	<b>2</b>
1.1 Sistema de Tarificación vigente	3
1.2 Organismo Regulador	5
1.3 Clientes afectos a precios regulados	5
1.4 Sistemas de precios de electricidad	6
1.5 Precios máximos de distribución	7
1.6 Fijación de tarifas por parte de Osinerg Gart	11
1.6.1 Opciones tarifarias del mercado regulado	11
1.7 Condiciones de aplicación de las opciones tarifarias	15
1.7.1 Opciones tarifarias MT2 y BT2 (2E2P)	15
1.7.2 Opciones tarifarias MT3 y BT3 (2E1P)	23
1.7.3 Opciones tarifarias MT4 y BT4 (1E1P)	26
1.7.4 Opción tarifaria BT5A	28

1.7.5	Opción tarifaria BT5B	29
1.7.6	Opción tarifaria BT6	29
1.8	Aspectos complementarios con relación a las opciones tarifarias	30
1.8.1	Obtención de nuevos suministros	30
1.8.2	Elección de la opción tarifaria	31
1.8.3	Vigencia de la opción tarifaria	31
1.8.4	Cambio de la opción tarifaria	31
1.8.5	Facturación en un mes con dos pliegos tarifarios	32

## **CAPÍTULO II**

<b>EL FACTOR DE BALANCE DE POTENCIA EN HORA PUNTA (FBP)</b>	<b>33</b>	
2.1	Formato FBP1	35
2.2	Formato FBP2	37
2.3	Formato FBP3	39
2.4	Formato FBP3.1	41
2.5	Formato FBP4	43
2.6	Formato FBP5	45
2.7	Formato FBP5.1	47
2.8	Formato FBP6	49
2.9	Formato FBP7	51
2.10	Formato FBP8	53
2.11	Formato FBP8.1	55
2.12	Formato FBP9	57
2.13	Formato FBP10	59

2.14	Formato FBP11	61
2.15	Formato FBP12-A	63
2.16	Formato FBP12-B	65

### **CAPÍTULO III**

<b>METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FBP</b>	<b>67</b>	
3.1	Metodología de cálculo A	68
3.1.1	Fórmula de cálculo	68
3.1.2	Cálculo de la potencia teórica coincidente según metodología A	69
3.2	Metodología de cálculo B	71
3.2.1	Fórmula de cálculo	72
3.2.2	Cálculo de la potencia teórica coincidente según metodología B	75
3.3	Parámetros de cálculo comunes para el cálculo de la potencia teórica coincidente	73
3.3.1	Potencia teórica coincidente de las tarifas binomias (PTCB)	74
3.3.2	Potencia teórica coincidente de las tarifas monomias (PTCM)	75
3.3.3	Perdidas de potencia reconocidas (PPR)	76
3.4	Máxima Demanda	77
3.5	Cálculo del FCVV	78
3.5.1	Sistemas eléctricos con tasas de crecimiento vegetativo	80
3.5.2	Sistemas eléctricos con tasas de crecimiento expansivo	81
3.6	Exceso o defecto de pérdidas de potencia	81

**CAPÍTULO IV**

<b>EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE BALANCE DE POTENCIA</b>	<b>82</b>
--	-----------

**CAPÍTULO V****PLIEGOS TARIFARIOS**

5.1	Parámetros de cálculo de las tarifas	87
5.2	Formulas tarifarias	89

**CAPÍTULO VI**

<b>SENSIBILIDAD DE LA TARIFA AL FBP</b>	<b>93</b>
---	-----------

6.1	Resumen de resultados	104
6.1.1	Variación promedio de los cargos tarifarios	104
6.1.2	Variaciones máximas de los cargos tarifarios	105
6.1.3	Variaciones mínimas de los cargos tarifarios	106
6.1.4	Impacto Económico	106

<b>CONCLUSIONES</b>	<b>109</b>
---------------------	------------

<b>APÉNDICE A</b>	<b>112</b>
-------------------	------------

<b>APÉNDICE B</b>	<b>131</b>
-------------------	------------

<b>APÉNDICE C</b>	<b>153</b>
-------------------	------------

<b>APÉNDICE D</b>	<b>157</b>
-------------------	------------

<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>171</b>
---------------------	------------

## **PRÓLOGO**

Hasta antes de 1993 no se fijaban las tarifas siguiendo principios de eficiencia, por lo que se tuvieron que afrontar una serie de problemas, derivados de un manejo político de las mismas. En la década de los 80 las tarifas cubrían tan solo un 75% de los costos de electricidad. Esto obligó a realizar fuertes y sucesivos reajustes en las tarifas de manera que se tome en cuenta la inflación, la devaluación y los precios de los combustibles. Para entonces, las tarifas eran determinadas sobre la base de los costos contables de las empresas de electricidad, de manera que los ingresos de las mismas deberían cubrir sus costos y gastos operativos. Acorde con lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas en 1993 entró en vigencia el nuevo sistema tarifario y en 1997 se fijó una nueva estructura tarifaria. Uno de los componentes para el cálculo de las tarifas es el Factor de Balance de Potencia (FBP), el presente trabajo tiene como objetivo establecer los efectos del FBP en las tarifas eléctricas y su impacto económico en las empresas concesionarias de distribución de electricidad.

## **CAPÍTULO I**

### **LAS TARIFAS ELÉCTRICAS**

Desde la promulgación del Decreto Ley N° 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas", del 06.11.92 y publicado el 19.11.92, y del Decreto Supremo N° 009-93-EM "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas" del 19.02.93 y publicado el 25.02.93, se puso en práctica un nuevo enfoque tarifario, con la finalidad de lograr uno de los principales objetivos de la citada ley, esto es, impulsar la inversión privada en el sector eléctrico. Esto sólo podía lograrse estableciendo las garantías necesarias para los inversores, a través de una metodología de cálculo de un justo precio de la electricidad que deje conforme tanto a los generadores, transmisores, distribuidores y consumidores, y que permita la continuidad y crecimiento del sector dentro de un marco de competencia.

Han transcurrido diez años desde que entró en vigencia la Ley de Concesiones Eléctricas y diez años desde que la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG (GART-OSINERG ex Comisión de tarifas de Energía), organismo regulador, estableció la primera regulación tarifaria (noviembre de 1993), por lo que existe experiencia en la utilización y aplicación del sistema tarifario vigente. Cada

cuatro años, la GART- OSINERG emite un conjunto de resoluciones, que por mandato de la Ley, corresponden a la regulación tarifaria que debe darse para establecer los precios máximos de distribución, tales como la que se dieron en los años 1997 y 2001, la próxima regulación tarifaria será en el año 2005.

Este capítulo tiene por objetivo dar a conocer los lineamientos básicos que rigen al sistema tarifario actual, de acuerdo a lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas.

### **1.1 Sistema de Tarificación Vigente**

El Sistema de Tarificación vigente, que ha servido para establecer las tarifas eléctricas, ha tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Eficiencia económica
- Equidad.
- Suficiencia.
- Inteligibilidad.

La eficiencia económica significa que las tarifas deben constituir una señal para la correcta asignación de los recursos. La determinación de las tarifas debe incluir factores que tiendan a mejorar la eficiencia de la empresa que efectúa el suministro.

La equidad implica la no discriminación de las tarifas según el destino que tenga la electricidad: las tarifas deben ser las mismas para todos los clientes con características de consumo similar. Las tarifas deben quedar condicionadas sólo por las características del consumo y la ubicación del punto de suministro, en forma independiente del uso que se hace de la energía.

La suficiencia se entiende en el sentido de proveer a la empresa de los recursos necesarios para una explotación y desarrollo eficiente de las instalaciones; las tarifas deben reflejar los costos reales de producción y distribución.

La inteligibilidad significa que las tarifas deben ser suficientemente simples de comprender por parte de los usuarios, y fáciles de controlar por parte de las autoridades reguladoras.

Los criterios de equidad y suficiencia tienden a proporcionar indicadores que permitan a los clientes adoptar decisiones sobre la conveniencia de usar electricidad, considerando en la evaluación aspectos tales como:

- Ubicación geográfica en el país o en la región.
- Comparación de costos respecto de otras fuentes de energía.

El Sistema de Tarificación vigente, adicionalmente, ha previsto que sean los propios consumidores quienes elijan libremente la opción tarifaria que más les convenga, dependiendo de las características de sus consumos.

El criterio de eficiencia económica está dirigido a hacer más eficiente a las empresas eléctricas y, por lo tanto, a beneficiar indirectamente a los clientes.

Con la aplicación de los cuatro criterios mencionados se logra un mejor aprovechamiento de las instalaciones eléctricas desalentando el uso de la energía durante las horas de mayor carga en el sistema, lo que trae consigo una explotación más económica.

Mediante la fijación adecuada de las tarifas, se puede estimular a los clientes para modificar sus hábitos de consumo y así, disminuir la demanda en las horas de punta.

De esta forma, se tiene el beneficio de una tarifa más baja para el cliente y un menor nivel de inversión en instalaciones para dar el servicio por parte de la empresa.

## **1.2. Organismo Regulador**

De conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 (L.C.E.) es la GART-OSINERG la única autoridad encargada de fijar las tarifas eléctricas. La Ley define a la GART-OSINERG como un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo a los criterios establecidos en la misma Ley.

Por lo tanto, la GART-OSINERG es el organismo encargado de la regulación de los precios de la electricidad.

## **1.3 Clientes Afectos A Regulación De Precios**

La Ley Concesiones Eléctricas introduce y define el concepto "Servicio Público de Electricidad" en los términos siguientes:

"Es el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta un valor límite de potencia equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 kW. El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública".

La venta de energía eléctrica a todo usuario que es atendido con carácter de Servicio Público de Electricidad, según lo definido por el Art. 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas, estará sujeta a regulación de precios. Esto enmarca la importancia que tiene el concepto de Servicio Publico de Electricidad ya que tipifica al "mercado regulado". El sector que no está sujeto a regulación de precios es conocido como

"mercado no regulado o libre", y en él se producen transacciones entre Distribuidora y cliente de acuerdo a precios establecidos de común acuerdo entre las partes.

El CUADRO N° 1 muestra los tipos de mercado derivados del análisis de la definición del concepto "Servicio Público de Electricidad".

#### **1.4. Sistema de Precios de Electricidad**

Los procedimientos para la determinación de los precios de la electricidad o tarifas eléctricas, han sido establecidos por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, bajo el TITULO IV "SISTEMAS DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD". Desde que se genera la energía eléctrica hasta que es entregada al cliente final se produce la utilización de recursos, cuyos costos deben ser reconocidos a las empresas Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras, a través de las tarifas eléctricas.

Se distingue los precios máximos de generación, transmisión y distribución de acuerdo a lo siguiente:

- a) Precios a nivel de generación-transporte, que se denominan "precios en barra" y se determinan para todas las subestaciones de generación-transporte de los Sistemas Interconectados desde las cuales se efectúe el suministro.
- b) Precios a nivel de distribución que se determinan sumando a los precios en barra, establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de costos de distribución, que representa la inversión y los gastos de operación y mantenimiento, incluidas las pérdidas de potencia y energía, del sistema de distribución.

Los estudios para determinar los precios de barra y el Valor Agregado de Distribución (V.A.D.), así como las tarifas que aplica cada Distribuidora, los efectúa la GART-OSINERG, según las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas.

De esta forma, la GART-OSINERG prepara las fórmulas tarifarias, con las cuales las empresas distribuidoras calculan las diferentes tarifas eléctricas que deben reflejar el costo de los recursos o instalaciones de generación, transmisión y distribución, requeridos por el cliente al efectuar su consumo.

La fijación de los precios de barra y de las fórmulas tarifarias se efectúa mediante Resoluciones de la GART-OSINERG, publicadas en el Diario Oficial.

### **1.5 Precios Máximos de Distribución**

El Negocio de la Distribución es la última etapa del Servicio Eléctrico y se encarga de suministrar energía eléctrica al usuario final. Para ello, las Distribuidoras requieren de instalaciones eléctricas apropiadas para cumplir con esta función. La distribución de la energía eléctrica dentro de una determinada zona de concesión, por disposición de la Ley de Concesiones Eléctricas, es realizada por una sola empresa; es decir, existe un monopolio, amparado y reconocido por la Ley. La palabra monopolio es de origen griego y significa "vendedor único".

En un mercado de libre competencia, las empresas compiten por colocar sus productos a precios competitivos. En un mercado monopólico, el monopolista es el único vendedor del producto o servicio y puede por consiguiente, fijar tanto el precio como la cantidad a producir.

Por la característica de la etapa de la distribución de la energía eléctrica, se presenta en ella un monopolio natural. Se manifiesta natural porque es prácticamente

inevitable. No es concebible que en una misma zona de concesión, dos o más empresas se dediquen a distribuir la energía eléctrica, ya que cada una de ellas requeriría de sus propias redes de distribución para llegar hasta el punto de entrega de la energía a los usuarios; es decir, cada una debería tener sus propios transformadores, postes, conductores y todo el equipo necesario, presentándose un encarecimiento del servicio en perjuicio de la sociedad en su conjunto. Lo razonable es que todos los usuarios contribuyan en forma colectiva a cubrir el costo del servicio que brinde una sola empresa. Esto sucede en el Perú y en todo el mundo.

La presencia de este monopolio natural ha conducido a que, aún en los países con las economías más liberales (impulsoras del libre mercado y la libre competencia), se regule la actividad de la DISTRIBUCIÓN. La regulación consiste en que sea un organismo especializado (GART-OSINERG) el que fije las tarifas con la finalidad de evitar que las Distribuidoras, como únicas proveedoras del servicio, fijen tarifas que pueden ser consideradas excesivas por los usuarios y la sociedad en su conjunto.

**CUADRO N° 1.1**  
**TIPOS DE MERCADO DERIVADOS DEL CONCEPTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD (S.P.E.)**

<b>TIPO DE MERCADO</b>	<b>S.P.E.</b>	<b>TIPO DE CLIENTE</b>	<b>PRECIO DE LA ENERGÍA (TARIFA)</b>	<b>EMPRESA QUE ATIENDE AL CLIENTE</b>	<b>S.P.E. PARA DISTRIBUIDORA</b>
REGULADO (Art. 43° L.C.E.)	SI	REGULADO	REGULADA (Lo fija la GART-OSINERG)	Distribuidora	Clientes con Demanda Máxima hasta 1000 kW
NO REGULADO O LIBRE (Definición N° 8 Anexo de la L.C.E.)	NO	NO REGULADO O LIBRE	NO REGULADA O LIBRE (Negociada entre cliente y suministrador)	Puede ser atendido por Generadora o Distribuidora. Existe competencia por su atención	Clientes con Demanda Máxima mayor a 1000 kW

Como consecuencia de lo mencionado, el Estado ha concedido a las Distribuidoras exclusividad en la prestación del servicio de distribución de electricidad, a cambio del derecho de reglamentar y vigilar las políticas de precio, producción y calidad. Por esta razón, la Ley de Concesiones Eléctricas ha previsto la fijación por parte de la GART-OSINERG, de precios máximos de distribución, basados en el concepto del "VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (V.A.D.)". El V.A.D. es el valor adicional que da la Distribuidora a la energía eléctrica, por su participación en el negocio, partiendo de los precios determinados a nivel de barra equivalente de media tensión o distribución primaria.

Para la fijación de este V.A.D., la GART-OSINERG, de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas, toma en cuenta costos de distribución referenciales correspondientes a una empresa modelo (ideal) que se asignan a la empresa distribuidora real. De este modo se simula una competencia colocando frente de la empresa distribuidora, una empresa modelo con redes de distribución eficientemente dimensionadas y operadas. La rentabilidad que logren las Distribuidoras, dependerá del grado de eficiencia que tenga su gestión con respecto a los costos de referencia de la empresa modelo.

Dicho V.A.D. tiene en cuenta lo siguiente:

- a) Costos de Inversión.
- b) Costos de operación, mantenimiento y comerciales.
- c) Pérdidas de energía.

obtenidos con las siguientes condicionantes:

- a) Empresa Modelo.
- b) Niveles de eficiencia preestablecidos.

c) Sectores Típicos de Distribución.

d) Niveles de pérdidas estándares.

Simulando de este modo un nivel de competencia a pesar de las condiciones monopólicas existentes, toda vez que el parámetro de comparación de la distribuidora será aquella correspondiente a la empresa modelo optimizada.

## **1.6 Fijación De Tarifas Por Parte de la Gart-Osinerg**

### **1.6.1 Opciones Tarifarias del Mercado Regulado**

Mediante Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD del 13 de octubre de 2001, la GART-OSINERG fijo las opciones tarifarias del mercado regulado. En su diseño, la GART-OSINERG ha tomado en cuenta el sistema de medición para cada opción y no el uso que se da a la energía, no diferenciándose explícitamente las tarifas industriales, comerciales, uso general, etc., en Su concepción. Estas opciones tarifarias no son nuevas, sino que fueron implementadas por la GART-OSINERG en la anterior fijación tarifaria del año 1997, habiendo sido ratificadas mediante la citada resolución con algunas modificaciones en las condiciones de aplicación.

Las opciones tarifarias previstas para el mercado regulado se muestran en el CUADRO N° 1.2 Las abreviaciones MT y BT significan media tensión y baja tensión respectivamente; E significa medición de energía y P medición o contratación de potencia (para la definición de algunos términos debe acudir al Apéndice A ).

CUADRO N° 1.2

OPCIONES TARIFARIAS PARA EL MERCADO REGULADO  
RESOLUCIÓN OSINERG N° 1908-2001-OS/CD DEL 13.10.01

OPCION	TIPO DE MEDICION	CARGOS DE FACTURACION
MT2  Y BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas ( <b>2E2P</b> ) Energía: Punta y Fuera de Punta  Potencia: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa en horas de punta. e) Cargo por exceso de potencia activa en horas fuera de punta. f) Cargo por energía reactiva.
MT3  Y BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa ( <b>2E1P</b> ) Energía: Punta y Fuera de Punta  Potencia: Máxima del mes Calificación de Potencia: <b>P</b> : Usuario presente en punta. <b>FP</b> : Usuario presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa e) Cargo por energía reactiva.
MT4 Y BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa ( <b>1E1P</b> ) Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes Calificación de Potencia: <b>P</b> : Usuario presente en punta. <b>FP</b> : Usuario presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa c) Cargo por potencia activa d) Cargo por energía reactiva.
BT5A	Medición de dos energías activas ( <b>2E</b> )  Energía: Punta y Fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta
BT5B	Medición de energía activa ( <b>1E</b> ) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
BT6	Medición de una potencia activa ( <b>1P</b> ) Potencia: máxima del mes.	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por potencia activa

El cliente puede elegir la opción tarifaria que más le parezca conveniente, de acuerdo al mejor uso que le permita su diagrama de carga específico, beneficiándose de esta manera de acuerdo a la actividad a la que se destine la energía y mediante una adecuada selección de la opción. El beneficio también se extiende a las empresas Distribuidora y Generadora, ya que, por lo general, si su forma de operar se lo permite, los clientes tenderán a hacer uso de la energía en las horas en que ésta es más económica (horas fuera de punta), con lo cual permitirán a las empresas aprovechar mejor la inversión que tienen realizada en sus instalaciones, mediante una mejor asignación de los recursos disponibles.

Para su aplicación no es indispensable contar con registradores de máxima demanda de potencia, toda vez que se ha previsto la posibilidad de contratación de potencia en cuyo caso no se requiere medición, pero sí la utilización de limitadores de potencia.

Un cliente significa costos correspondientes a los siguientes puntos:

- Conexión del cliente a la red de distribución que implica su responsabilidad en los costos fijos de la Distribuidora, distintos de la potencia y energía suministrados. Así a un cliente que no tenga consumo en el mes, de todas maneras, se debe efectuar la lectura del medidor, emitir la factura, controlar el pago, etc., gastos que serían pagados a través del cargo fijo mensual.
- Demanda de potencia del cliente en las horas de punta del sistema eléctrico. Esto obliga a la Distribuidora a aumentar la capacidad en líneas, transformadores e instalaciones así como al pago por potencia de punta comprado a la Generadora para abastecer cada kW de demanda, más las pérdidas medias en el sistema de distribución.

- Demanda máxima del cliente no coincidente con la punta del sistema. Ello no obliga a comprar potencia adicional a la Generadora, pero sí a ampliar la capacidad de líneas, transformadores a instalaciones de alta tensión y, a ampliar la capacidad de las líneas en la proximidad al punto de suministro y la conexión del cliente.
- Consumo de energía. Cada kW-h adicionalmente consumido por el cliente debe ser comprado a la Generadora, más las pérdidas de distribución correspondientes.

Los factores señalados permiten establecer un sistema de precios que se derive siempre de los costos de estos cuatro componentes. En el CUADRO N° 1.2 se muestran por cada opción tarifaria los cargos de facturación que corresponden a los costos que tiene la Distribuidora para la atención a sus clientes. Estos costos, expresados en función de determinados parámetros, permitirán que la tarifa sea controlada o modificada por el Organismo Regulador, cuando cambien dichos parámetros o los índices que lo afecten.

Mediante Resolución OSINERG N° 2120-2001-OS/CD del 16 de octubre de 2001, la GART-OSINERG fijó los Valores Agregados de Distribución (V.A.D.) y las fórmulas tarifarias para la determinación de los pliegos tarifarios de las empresas Distribuidoras. En el Apéndice B se presenta más detalles con relación a esta resolución.

## **1.7 Condiciones de Aplicación de las Opciones Tarifarias**

### **1.7.1 Opciones Tarifarias MT2 y BT2 (2E2P)**

Para clientes con dos mediciones de energía activa y dos mediciones o contratación de potencia, en ambos casos correspondientes a las horas de punta y horas fuera de punta.

Las opciones tarifarias MT2 y BT2 son similares y se diferencian en que los precios del cargo por potencia y cargo por energía son menores para suministros en alta tensión que los de baja tensión, debido a los menores costos involucrados.

Los clientes que opten por estas opciones tarifarias podrán elegir entre contratar potencia o adquirir los equipos de medición necesarios para la medición de la potencia. Esto da origen a las modalidades de facturación por potencia contratada o por potencia variable que se detallan a continuación.

#### **A. Modalidad de Facturación por Potencia Contratada**

**Elección de la Potencia Contratada:** La potencia contratada será definida libremente por el cliente, la que tendrá una vigencia anual.

**Renovación de la Potencia Contratada:** Al término del período de doce meses, el cliente puede contratar nuevos valores de potencia. Sin embargo, es responsabilidad de la Distribuidora comunicar por escrito, antes de los 30 días del término de la vigencia de las potencias contratadas, que éstas se encuentran por caducar y solicitarles sus nuevos valores de potencias contratadas. En caso de que el cliente no responda a la comunicación escrita, se entenderá renovados automáticamente los

valores de potencias contratadas y la opción tarifaria por un período adicional de un año.

**Derechos Otorgados por la Potencia Contratada:** Los clientes podrán utilizar las potencias contratadas, sin ninguna restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de dicha potencia.

**Determinación de la Potencia Contratada:** De acuerdo a lo dispuesto por la GART-OSINERG, la potencia contratada tanto en hora de punta como en hora fuera de punta, se establecerá mediante la medición de la demanda máxima de potencia con instrumentos apropiados.

Si un cliente en media tensión solicita una potencia contratada diferente de la demanda máxima medida, la Distribuidora podrá exigir la instalación de equipos limitadores de potencia, especificados por ella misma, cuyo costo deberá ser cubierto por el cliente.

Si para los fines de la determinación de la potencia contratada, y tratándose de clientes en baja tensión, no se mide la demanda máxima, alternativamente, la potencia contratada se podrá determinar ponderando la carga existente en la instalación interior, según lo dispuesto en el numeral 5.2 de la Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD y que se detalla en el Apéndice A. Una última alternativa para los clientes en baja tensión, es solicitar potencias contratadas distintas de las determinadas por el procedimiento señalado anteriormente, en cuyo caso la Distribuidora podrá exigir la instalación de equipos limitadores de potencia, en caso que ello sea necesario, cuyo costo deberá ser cubierto por el cliente.

En ningún caso la potencia contratada del cliente será mayor que la potencia conectada solicitada por el mismo para su suministro.

**Modificación de la Potencia Contratada:** Durante la vigencia de la potencia contratada, los clientes podrán variar por una sola vez dicha potencia con el acuerdo previo de la Distribuidora. En el caso de reducción el cliente se comprometerá al pago de un remanente, el cual representa el costo que la Distribuidora incurre frente a su suministrador; y sólo será procedente para clientes que soliciten una disminución de potencia mayor a 50 kW.

Para cada uno de los períodos horarios, si la potencia contratada es inferior al promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales del cliente, durante el período de vigencia del contrato. se procederá a actualizar automáticamente su valor. La nueva potencia contratada será igual a dicho promedio.

**Opciones de Contratación de Potencia:** Los clientes podrán decidir entre dos opciones de contratación de potencia contratada para consumos estacionales o potencia contratada para consumos no estacionales.

#### **A.1 Potencia Contratada para Consumos Estacionales:**

Los clientes con regímenes de consumo estacional podrán definir sus potencias contratadas, para las horas de punta y fuera de punta en cada uno de los períodos estacionales.

**Definición de períodos estacionales:**

**Período estacional alto:** Está comprendido por los meses consecutivos donde se presenta los mayores consumos del cliente.

**Período estacional bajo:** Está comprendido por el resto de meses del año, no comprendidos en el período estacional alto.

Condiciones para la selección de los períodos estacionales:

a) Los clientes sólo están permitidos a definir hasta dos (2) períodos estacionales en el término de un (1) año.

b) Para definir los períodos estacionales, las empresas distribuidoras y los clientes tendrán en cuenta la estadística del consumo del cliente en los últimos dos años, como máximo, siendo el cliente el responsable de definir dichos períodos.

Si la demanda máxima anual del sistema de distribución se presentara durante el período estacional alto, el cliente deberá compensar a la Distribuidora por los mayores gastos originados por la compra de potencia a los generadores. Los clientes y la Distribuidora deberán definir en sus contratos los mecanismos necesarios para efectuar dicha compensación, de ser necesario.

En cualquier caso, la facturación anual por potencia del cliente no podrá ser superior a la correspondiente a contratar la potencia del período estacional alto para todo el año como en la opción de contratación para consumos no estacionales.

#### **A2.Potencia Contratada para Consumos No estacionales:**

Los clientes deberán definir sus potencias contratadas, para las horas punta y fuera de punta, con una validez de un año.

#### **B. Modalidad de Facturación por Potencia Variable**

El cliente podrá elegir la modalidad de facturación por potencia variable en lugar de la potencia contratada sólo cuando tenga los equipos de medición necesarios. Pueden elegir esta opción los clientes que aporten un medidor con registrador de dos

demandas máximas y dos registros de energía. En esta alternativa la potencia a facturar se denomina potencia variable.

La potencia variable será determinada como el promedio de las dos mayores demandas máximas del cliente, en los últimos doce meses, incluido el mes que se factura.

Esta opción tarifaria es conveniente para clientes que tienen variaciones de importancia en la demanda máxima de potencia en el transcurso del año, o de un año a otro.

La opción de facturación por potencia variable considera la determinación de la demanda a facturar en base a las demandas de potencia efectivamente solicitadas a la red, por lo que es ventajosa, en relación a la tarifa de potencia contratada, para aquellos clientes que puedan autocontrolar su demanda máxima de potencia.

Se entiende por demanda máxima al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, en el período de un mes.

A diferencia de la modalidad de facturación por potencia contratada, en la que el cliente paga por una disponibilidad de potencia que puede o no usar, en esta modalidad las demandas máximas a facturar (potencia variable) se determinan de acuerdo al procedimiento señalado anteriormente, con las potencias efectivamente suministradas al cliente. Estas demandas máximas se registran mensualmente.

### **C. Procedimiento de Facturación**

Estas opciones tarifarias están compuestas de los siguientes cargos que se suman para la determinación del total a facturar.

i) Cargo fijo mensual: Es independiente del consumo y se facturará incluso si éste es nulo. El cargo unitario se expresa en S./cliente-mes.

ii) Cargo por energía activa: Se establecen precios distintos según que la utilización de la energía activa se realice en las horas de punta o en las horas fuera de punta, considerando si el consumo está o no en forma manifiesta en dichas horas.

Se entiende por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año.

La facturación por energía activa se obtendrá multiplicando los consumos de energía en cada período horario por el precio unitario correspondiente, de acuerdo a lo siguiente:

Facturación por energía en horas de punta = consumo de energía en horas de punta en kWh x cargo unitario de la energía en horas de punta en S./kWh.

Facturación por energía en horas fuera de punta = consumo de energía en horas fuera de punta en kWh x cargo unitario de la energía en horas fuera de punta en S./kWh.

iii) Cargo por potencia activa: Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

Para el cargo por potencia sea esta contratada o variable, se establecen precios distintos según que la utilización de la potencia se realice en las horas de punta o en las horas fuera de punta, considerando si el consumo está o no en forma manifiesta en dichas horas.

En el CUADRO N° 1.3 se muestra los procedimientos de cálculo de la facturación por las modalidades de facturación por potencia contratada y potencia variable en horas de punta y fuera de punta. La facturación total mensual por potencia activa se

obtendrá sumando la facturación de potencia en horas de punta y la facturación de potencia en horas fuera de punta.

iv) Cargo por Energía Reactiva: El cliente tiene derecho a consumir energía reactiva inductiva, sin cargo alguno, hasta un equivalente al 30 % de la energía activa total mensual consumida.

El consumo por encima del citado 30% será considerado como exceso. La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en S./kVARh), según se muestra a continuación:

Facturación por energía Reactiva Inductiva = kVARh en exceso x CER

CER = cargo por energía reactiva expresado en S./kVARh.

No está permitido el consumo de energía reactiva capacitiva.

**CUADRO N° 1.3 PROCEDIMIENTOS DE FACTURACIÓN DE POTENCIA ACTIVA  
OPCIONES TARIFARIAS MT2 Y BT2 (RESOLUCIÓN OSINERG N° 1908-2001-OS/CD DEL 15.10.01)**

<b>MODALIDAD</b>	<b>CLIENTES</b>	<b>FACTURACION DE POTENCIA EN HP</b>	<b>FACTURACION DE POTENCIA EN HFP</b>
MODALIDAD DE FACTURACIÓN POR POTENCIA CONTRATADA	NO ESTACIONALES	<p>Es igual al producto de la potencia contratada en horas de punta por el cargo mensual de la potencia de punta.</p> <p align="center">FACT. = PC HP x (S/./kW-mes) HP</p>	<p>Es igual al producto del exceso de potencia en horas fuera de punta por el cargo mensual de potencia de fuera de punta. FACT. = EXCESO HFP x (S/./kW-mes) HFP</p> <p>El exceso de potencia en horas fuera de punta es igual a la diferencia entre la potencia contratada en horas fuera de punta menos la potencia contratada en horas de punta, siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero.</p> <p align="center">EXCESO HFP = PC HFP - PC HP</p>
	ESTACIONALES Esta modalidad asume que el período estacional alto de los clientes no es coincidente con el período de punta del sistema de distribución y que además no origina mayores costos a la empresa distribuidora ante su suministrador. Si este no fuera el caso y existe un perjuicio a la empresa distribuidora, los clientes deberán acordar con la empresa distribuidora una compensación, según lo indicado en las condiciones generales.	<p>Es igual al producto de la potencia contratada en horas de punta del período estacional bajo (peb) por el cargo mensual de la potencia de punta.</p> <p align="center">FACT. = PC HP peb x (S/./kW-mes) HP</p>	<p>Es igual al producto del exceso de potencia por el cargo mensual de potencia de fuera de punta. FACT. = EXCESO x (S/./kW-mes) HFP</p> <p>El exceso de potencia es igual a la diferencia entre la máxima potencia contratada del cliente, sea en cualquier período horario o estacional, menos la potencia contratada en horas de punta, del período estacional bajo (peb), siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero.</p> <p align="center">EXCESO = PC máxima - PC HP peb</p>
MODALIDAD DE FACTURACIÓN POR POTENCIA VARIABLE	TODOS LOS CLIENTES	<p>Es igual al producto de la potencia variable en horas de punta por el cargo mensual de la potencia de punta.</p> <p align="center">FACT. = PV HP x (S/./kW-mes) HP</p>	<p>Es igual al producto del exceso de potencia en horas fuera de punta por el cargo mensual de potencia de fuera de punta. FACT. = EXCESO HFP x (S/./kW-mes) HFP</p> <p>El exceso de potencia en horas fuera de punta es igual a la diferencia entre la potencia variable en horas fuera de punta menos la potencia variable en horas de punta, siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero.</p> <p align="center">EXCESO HFP = PV HFP - PV HP</p>

### **1.7.2 Opciones Tarifarias MT3 y BT3 (2EIP)**

Para clientes con dos mediciones de energía activa (correspondientes a las horas de punta y horas fuera de punta) y una medición o contratación de potencia.

Las opciones tarifarias MT3 y BT3 son similares y se diferencian en que los precios del cargo por potencia y cargo por energía son menores para suministros en media tensión que los de baja tensión, debido a los menores costos involucrados.

Los clientes que opten por estas opciones tarifarias podrán elegir entre contratar potencia (potencia contratada) a adquirir los equipos de medición necesarios para la medición de la potencia (potencia variable).

Para el cargo por potencia, sea esta contratada o variable, se establecen precios distintos según el grado de utilización de la potencia en las horas de punta, considerando si el consumo está o no en forma manifiesta en dichas horas.

Se entiende por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de mayo a septiembre.

La Distribuidora calificará el consumo del cliente como "presente en punta" o bien como "presente en fuera de punta", de acuerdo al criterio que se muestra en el Cuadro N° 1.4 "Calificación del Cliente".

### **Procedimiento de Facturación**

Estas opciones tarifarias están compuestas de los siguientes cargos que se suman para la determinación del total a facturar.

**CUADRO N° 1.4**  
**CALIFICACION DEL CLIENTE: OPCIONES TARIFARIAS MT3, MT4, BT3 Y BT4**

OPCIÓN	CLIENTES	CALIFICACIÓN DEL CLIENTE	INFORMACIÓN REQUERIDA	VIGENCIA DE LA CALIFICACIÓN
<p><b>MT3, MT4, BT3 Y BT4</b> Estas tarifas consideran precios diferenciados para la facturación de potencia si los clientes se encuentran calificados como "presentes en Punta" o "presentes en Fuera de punta". La facturación de potencia es igual al producto de la potencia a facturar por el cargo de potencia respectivo.</p>	<p><b>PRESENTE EN PUNTA</b></p>	<p>El cliente será calificado como "presente en punta" cuando el cociente entre la demanda media en horas de punta y su demanda máxima es mayor o igual a 0,5 entendiéndose por demanda media en horas de punta, al consumo de energía durante dichas horas entre el número de horas de punta.</p> <p><math>(\text{Dem. Media HP} / \text{Demanda Máx}) &gt; 0,5</math></p> <p><math>\text{Dem. Media HP} = \text{Consumo Energía HP} / 5</math></p>	<p>La calificación del consumo del cliente debe realizarse a base de los registros de potencia y energía. Para los registros de potencia antes mencionados, se instalarán provisionalmente los equipos apropiados para efectuar los registros correspondientes por un mínimo de tres días consecutivos.</p> <p>La empresa distribuidora para fines de verificación podrá mantener los equipos de medición por un período mayor.</p>	<p>a) Suministros con medición adecuada de Potencia y Energía para la calificación (2EP). La calificación se realizará mensualmente de acuerdo a las lecturas realizadas al suministro y se actualizará automáticamente según lo definido en "Calificación del cliente"</p> <p>b) Suministros sin Medición Adecuada de Potencia y Energía para la calificación (1E1P).</p> <p>El cliente, de acuerdo con la empresa distribuidora, definirá el período de vigencia de la calificación, pero considerando que dicho período no podrá ser menor de 3 meses ni mayor de un año.</p>
	<p><b>PRESENTE EN FUERA DE PUNTA</b></p>	<p>Si el cliente no califica como "presente en punta", será calificado como "presente en fuera de punta".</p>	<p>La empresa calificará al cliente como "presente en punta" o bien como "presente en fuera de punta". Cualquier reclamo sobre la calificación deberá ser efectuado ante la empresa distribuidora.</p> <p>De no ser atendido por la empresa distribuidora en el término de 30 días, el cliente podrá solicitar su recalificación ante OSINERG.</p>	<p>Antes de 15 días de cumplirse el período de vigencia de la calificación, la empresa distribuidora comunicará al cliente si desea que se le efectúe una nueva calificación, de no media respuesta en el término de 15 días, la empresa asumirá que el cliente desea mantener su calificación. La empresa distribuidora podrá efectuar las mediciones necesarias, para modificar la calificación.</p> <p>La tarifa de alumbrado público se encuentra comprendida en la opción tarifaria BT4 y es calificada como "presente en punta"</p>

i) Cargo fijo mensual: Es independiente del consumo y se facturará incluso si éste es nulo. El cargo unitario se expresa en S/1 cliente-mes.

ii) Cargo por energía activa: El cargo por energía activa se determina en igual forma que para las opciones tarifarias MT2 y BT2.

iii) Cargo por potencia activa: Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

Para el cargo por potencia, sea esta contratada o variable, se establecen precios distintos según que el cliente haya sido calificado como presente en punta o presente en fuera de punta.

La facturación de potencia se calculará como sigue:

Clientes "Presentes en Punta"

Facturación por Potencia Activa = Máxima Demanda del mes en kW x Cargo por potencia para clientes presentes en punta en S/./kW-mes

Clientes "Presentes en Fuera de Punta"

Facturación por Potencia Activa = Máxima Demanda del mes en kW x Cargo por potencia para clientes presentes en fuera de punta en S/./kW-mes

En ambos casos la máxima demanda del mes corresponderá a la potencia contratada o a la potencia variable, según la opción que haya elegido el cliente.

Para estas opciones tarifarias es válido lo manifestado para la opciones tarifarias MT2 y BT2, en lo referente a las modalidades de facturación por potencia contratada y potencia variable. La única diferencia es que en las opciones tarifarias MT3 y BT3 no existe la posibilidad de que el cliente se acoja a la estacionalidad, debiendo considerársele siempre como no estacional.

iv) Cargo por Energía Reactiva: El cargo por energía reactiva inductiva se determina en igual forma que para las opciones tarifarias MT2 y BT2.

### **1.7.3 Opciones Tarifarias MT4 y BT4 (IEIP)**

Para clientes con una medición de energía activa y una medición o contratación de potencia. Las opciones tarifarias MT4 y BT4 son similares y se diferencian en que los precios del cargo por potencia y cargo por energía son menores para suministros en alta tensión que los de baja tensión, debido a los menores costos involucrados.

Los clientes que opten por estas opciones tarifarias podrán elegir entre contratar potencia (potencia contratada) a adquirir los equipos de medición necesarios para la medición de la potencia (potencia variable).

Para el cargo por potencia contratada se establecen precios distintos según el grado de utilización de la potencia en las horas de punta, considerando si el consumo está o no en forma manifiesta en dichas horas.

Se entiende por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de mayo a septiembre.

La Distribuidora calificará el consumo del cliente como "presente en punta" o bien como "presente en fuera de punta", de acuerdo al criterio que se muestra en el Cuadro N° 1.4 "Calificación del Cliente".

### **Procedimiento de Facturación**

Estas opciones tarifarias están compuestas de los siguientes cargos que se suman para la determinación del total a facturar.

i) Cargo fijo mensual: Es independiente del consumo y se facturará incluso si éste es nulo. El cargo unitario se expresa en S/.cliente-mes.

ii) Cargo por energía activa: La facturación por energía activa se obtendrá multiplicando el consumo de energía de todo el mes por el precio unitario correspondiente, de acuerdo a lo siguiente:

Facturación por energía activa = consumo de energía en el mes en kWh x cargo unitario de la energía en S/./kWh.

iii) Cargo por potencia activa: Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

Para el cargo por potencia, sea esta contratada o variable, se establecen precios distintos según que el cliente haya sido calificado como presente en punta o presente en fuera de punta.

La facturación de potencia se calculará como sigue:

Clientes "Presentes en Punta"

Facturación por Potencia Activa = Máxima Demanda del mes en kW x Cargo por potencia para clientes presentes en punta en S/./kW-mes

Clientes "Presentes en Fuera de Punta"

Facturación por Potencia Activa = Máxima Demanda del mes en kW x Cargo por potencia para clientes presentes en fuera de punta en S/./kW-mes

En ambos casos la máxima demanda del mes corresponderá a la potencia contratada o a la potencia variable, según la opción que haya elegido el cliente.

Para estas opciones tarifarias es válido lo manifestado para las opciones tarifarias MT2 y BT2, en lo referente a las modalidades de facturación por potencia contratada

y potencia variable. La única diferencia es que en las opciones tarifarias MT4 y BT4 no existe la posibilidad de que el cliente se acoja a la estacionalidad, debiendo considerársele siempre como no estacional.

iv) Cargo por Energía Reactiva: El cargo por energía reactiva inductiva se determina en igual forma que para las opciones tarifarias MT2 y BT2.

#### **1.7.4 Opción Tarifaria BT5A**

Para clientes con dos mediciones de energía activa (correspondientes a las horas de punta y horas fuera de punta). Pueden optar a esta tarifa los clientes con suministro en baja tensión que tengan una demanda máxima de hasta 20 kW o aquellos que instalen un limitador de potencia de hasta 20 kW nominal en horas de punta.

#### **Procedimiento de Facturación**

Esta opción tarifaria está compuesta de los siguientes cargos que se suman para la determinación del total a facturar.

i) Cargo fijo mensual: Es independiente del consumo y se facturará incluso si éste es nulo. El cargo unitario se expresa en S./cliente-mes.

ii) Cargo por energía activa: El cargo por energía activa se determina en igual forma que para las opciones tarifarias MT2 y BT2.

ii) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta: El exceso se calculará de la siguiente forma:

$$\text{KW exceso} = ( \text{EFP/ NHUBTFP} - \text{EPP/NHUBTPP} )$$

El exceso será aplicable solo cuando este resultado sea positivo.

### **1.7.5 Opción Tarifaria BT5B**

Para clientes con medidor simple de energía para medición de energía activa total.

Pueden optar a esta tarifa los clientes con suministro en baja tensión que tengan una demanda máxima de hasta 20 kW o aquellos que instalen un limitador de potencia de hasta 20 kW nominal en horas de punta.

Esta opción es conveniente para aquellos clientes con consumos pequeños y medianos que se efectúan en cualquier hora del día, como son por ejemplo, los consumos residenciales.

Esta opción tarifaria está compuesta de los siguientes cargos que se suman para la determinación del total a facturar.

#### **a) Cargo fijo mensual**

Este cargo se efectuará todos los meses del año, haya o no consumo.

#### **b) Cargo por energía activa**

En todos los meses del año se obtiene multiplicando la energía mensual consumida por su cargo unitario.

### **1.7.6 Opción Tarifaria BT6**

Sólo podrán optar por esta opción tarifaria los clientes alimentados en baja tensión (BT) con una alta participación en la hora de punta, tales como avisos luminosos, cabinas telefónicas y semáforos, no comprendiéndose el uso residencial.

La Distribuidora podrá solicitar al cliente que instale un limitador de potencia con la finalidad de garantizar que su demanda no exceda el límite de la potencia contratada.

Esta opción tarifaria está compuesta de los siguientes cargos que se suman para la determinación del total a facturar.

a) Cargo fijo mensual

Este cargo se efectuará todos los meses del año, haya o no consumo.

b) Cargo por potencia activa

En todos los meses del año se obtiene multiplicando la potencia contratada en kW por su cargo unitario en S/./kW-mes.

## **1.8 Aspectos Complementarios con Relación a Las Opciones Tarifarias**

### **1.8.1 Obtención de Nuevos Suministros**

Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará al concesionario el servicio respectivo y abonará el presupuesto de instalación que incluya el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Esta inversión quedará registrada a favor del usuario, el que deberá abonar al concesionario, mensualmente un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de 30 años (Art. 163° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas). En esta oportunidad el usuario deberá elegir la opción tarifaria.

La Distribuidora no atenderá solicitudes de nuevos suministros, a aquellos solicitantes que tengan deudas pendientes de pago, derivadas de la prestación del servicio en el mismo predio o en otro ubicado en la concesión (Art. 164° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas).

### **1.8.2 Elección de la Opción Tarifaria**

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias que se detallan en el Cuadro N° 1.2, teniendo en cuenta el sistema de medición que requiere la respectiva opción tarifaria, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda, las mismas que obligatoriamente deberán ser aceptadas por la Distribuidora.

Para aquellos usuarios que no cuenten con acuerdos formales con relación al inicio de la elección tarifaria, ésta deberá computarse anualmente a partir del 1 de mayo de cada año. Para aquellos otros que eligieron una opción con anterioridad al presente, el período de inicio será computado a partir de la fecha en que eligieron su opción.

Con el propósito de cumplir con el Decreto Legislativo N° 716, la Distribuidora, deberá proporcionar a los usuarios que lo soliciten, la información necesaria y suficiente para la elección de su opción tarifaria.

### **1.8.3 Vigencia de la Opción Tarifaria**

Salvo acuerdo con la Distribuidora, la opción tarifaria tomada por el cliente regirá por un plazo de un año.

Si no existiera solicitud de cambio, se renovará automáticamente por períodos anuales, manteniéndose la opción vigente.

### **1.8.4 Cambio de la Opción Tarifaria**

El cliente podrá cambiar de opción tarifaria, comprometiéndose con la Distribuidora al pago del remanente que tuviese por concepto de facturación de potencia. El

remanente a considerar debe representar el costo que incurre la Distribuidora frente a su suministrador.

Conforme a lo dispuesto en el Art. 82° de la Ley de Concesiones; Eléctricas el suministro de energía eléctrica es un derecho intransferible a favor del predio para el cual se solicita; el propietario responde frente al concesionario por las deudas del servicio de suministro, permaneciendo la deuda afecta al predio, quedando a salvo el derecho del propietario de accionar jurídicamente frente a quien se favoreció del suministro.

De conformidad con lo establecido por la Directiva N° 002-95-EM/DGE, del 11.09.95, todo acto de solicitud o disposición (tal como el cambio de opción tarifaria o modificación de la potencia contratada) relacionado con suministro de energía, sólo puede ser efectuado por el propietario del respectivo predio o por tercero con autorización expresa de aquel. Se entiende que en los casos relacionados con la citada solicitud o disposición, cuando la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y normas complementarias, hagan referencia al "usuario" se está refiriendo al propietario del predio.

#### **1.8.5 Facturación en un mes con dos pliegos tarifarios**

Para todas las opciones tarifarias, cuando durante el período de facturación se presenten dos pliegos tarifarios, se deberá calcular el monto a facturar, proporcionalmente a los días respectivos de cada pliego considerando las tarifas vigentes en cada uno de ellos.

## **CAPÍTULO II**

### **EL FACTOR DE BALANCE DE POTENCIA EN HORA PUNTA (FBP)**

El Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía a través de su Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (OSINERG-GART) ex Comisión de Tarifas de Energía (CTE) para el cumplimiento de sus funciones de fijación tarifaria de la actividad de distribución eléctrica, tiene que, acorde a la información de registros de demanda y compra de energía, para el Mercado Regulado, en un área de concesión, fiscalizar el cumplimiento del artículo 147° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (DL N° 25844) en cuanto a la concordancia de compra y venta de potencia eléctrica.

Para tal fin la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de Osinerg, ex Comisión de Tarifas de Energía, estableció un procedimiento de cálculo de la concordancia mencionada, por medio del denominado “Factor de Balance de Potencia (FBP)“, para lo cual emitió la Resolución N° 15-98 P/CTE “Manual de Procedimientos para el Cálculo del FBP” y luego modificada por la Resolución OSINERG N° 0555-2002 OS/CD "Manual de Procedimientos, Formatos y Medios

para el Cálculo del Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP) ".

Todos los años las Empresas Distribuidoras de Electricidad que tengan sistemas eléctricos con demandas máximas a 12 MW, están obligadas a remitir la información sustento para el cálculo del FBP, junto con los valores calculados del FBP.

Para el cálculo y determinación del FBP se requiere de recopilación, análisis, verificación y procesamiento de la información de compra y venta de potencia y energía de generador a distribuidor y de distribuidor a clientes finales. Dicho procesamiento se realiza mediante balances de potencia y energía desde la barra de ingreso hasta los niveles de tensión de los usuarios finales, clientes de las opciones tarifarias de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT).

Se tienen que validar los formatos base para el cálculo del FBP y los resultados de los cálculos de los valores propuestos del FBP por las empresas, así como la consistencia de los mismos tomando como referencia la información comercial reportada por las empresas Distribuidoras contenida en el Sistema de Información Comercial (SICOM) de OSINERG – GART.

#### **Descripción de los formatos base para el cálculo del FBP:**

Los formatos base para el cálculo del FBP están descritos en la Resolución OSINERG N° 0555-2002 OS/CD, las características de cada formato son las siguientes:

## **2.1 Formato FBP1**

### **Información Contendida**

Base de datos de los registros mensuales relacionados con la información comercial de los clientes regulados y libres (ventas de energía y potencia, facturación y otros) por cada una de las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B y BT6, y códigos MAT1, AT1, AT2, MT1 y BT1.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio magnético.

### **Tamaño**

2 millones de registros por mes.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP8,FBP9 y FBP10.

### **Concordancia y consistencia con otros Sistemas**

Este formato debe ser consistente con los formatos D1 y D4 del SICOM, las tablas clientes.dbf, FOSE01.dbf y FOSE02.dbf del FOSE, formato EP-3 del EP.

**Formato: FBP1****Información Comercial Detallada del Mercado Eléctrico****Base de datos de clientes:****Cientes.Dbf**

Campo	Tipo	Tamaño	Descripción
Codsum	Carácter	7	Código de suministro
Razón Social	Carácter	40	Razón social o nombre del cliente
Departamento	Carácter	20	Departamento
Provincia	Carácter	20	Provincia
Distrito	Carácter	20	Distrito
Dirección	Carácter	40	Dirección
CIUU	Carácter	5	Código CIUU (Ver Tabla N° 1)

**Tabla: Venta001.Dbf**

Campo	Tipo	Tamaño	Descripción
Codsum	Carácter	7	Código de suministro
Pliego	Numérico	3	Código del Pliego Tarifario (Ver Tabla N° 2)
Año	Numérico	4	Año
Mes	Numérico	2	Mes
Tarifa (*)	Carácter	5	Opciones: MAT1, AT1, MT1, BT1, AT2, MT2, MT3P, MT3FP, MT4P, MT4FP, BT2, BT3P, BT3FP, BT4P, BT4FP, BT4AP
Pot	Numérico	5	Potencia facturada en punta (MAT1, AT1, MT1, BT1, AT2, MT2 y BT2) ó potencia facturada (MT3, MT4, BT3 y BT4) en KW
ExcPot	Numérico	5	Exceso de potencia facturada en fuera de punta (Opciones MAT1, AT1, MT1, BT1, AT2, MT2 y BT2) en KW
Ehp	Numérico	8	Energía en punta (KWh)
Ehfp	Numérico	8	Energía en fuera de punta (KWh)
Etot	Numérico	9	Energía Total (KWh)
Erea	Numérico	5	Energía Reactiva Facturada (KVARh)
Factura	Numérico	11.2	Solo incluir facturación por cargo fijo, potencia, energía activa y reactiva en S/.
Otros	Numérico	11.2	Facturación por otros conceptos distintos al IGV en S/.
Modalidad	Carácter	2	PC: Potencia Contratada, MD: Máxima Demanda Registrada
Ereat	Numérico	5	Energía Reactiva Total Registrada(KVARh)
Pchp	Numérico	5	Potencia Contratada en Punta (KW)
Pchfp	Numérico	5	Potencia Contratada en Fuera de Punta (KW)
Mdhp	Numérico	5	Máxima Demanda en Punta (KW)
Mdhfp	Numérico	5	Máxima Demanda en Fuera de Punta (KW)

Nota: Para las opciones binomias 1E1P la energía y potencia deberán ser informadas en el campo Etot y Pot respectivamente.

**Base de datos de ventas en la tarifa BT5: Venta002.Dbf**

Campo	Tipo	Tamaño	Descripción
Codsum	Carácter	7	Código de suministro
Pliego	Numérico	3	Código del Pliego Tarifario (Ver Tabla N° 2)
Año	Numérico	4	Año
Mes	Numérico	2	Mes
Tarifa	Carácter	5	BT5
Etot	Numérico	8	Energía Total (KWh)
Factura	Numérico	11.2	Solo incluir facturación por cargo fijo y energía activa en S/.
Otros	Numérico	11.2	Facturación por otros conceptos distintos al IGV en S/.

**Base de datos de ventas en la tarifa BT6: Venta003.Dbf**

Campo	Tipo	Tamaño	Descripción
Codsum	Carácter	7	Código de suministro
Pliego	Numérico	3	Código del Pliego Tarifario (Ver Tabla N° 2)
Año	Numérico	4	Año
Mes	Numérico	2	Mes
Tarifa	Carácter	5	BT6
Pot	Numérico	9	Potencia vendida total (W)
Factura	Numérico	11.2	Solo incluir facturación por cargo fijo y energía activa en S/.
Otros	Numérico	11.2	Facturación por otros conceptos distintos al IGV en S/.

(\*) Las opciones MAT1, AT1, MT1, BT1 corresponden a los clientes libres en MAT, AT, MT y BT respectivamente  
La opción AT2 corresponde a los clientes regulados en AT

## **2.2 Formato FBP2:**

### **Información Contendida**

Diagrama unifilar del sistema de transmisión secundaria de la empresa de distribución indicando los sistemas de distribución eléctrica, puntos de compra de energía y potencia, y puntos de medición de las empresas de generación y distribución.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

Aproximadamente 25 diagramas.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP4 y FBP5.

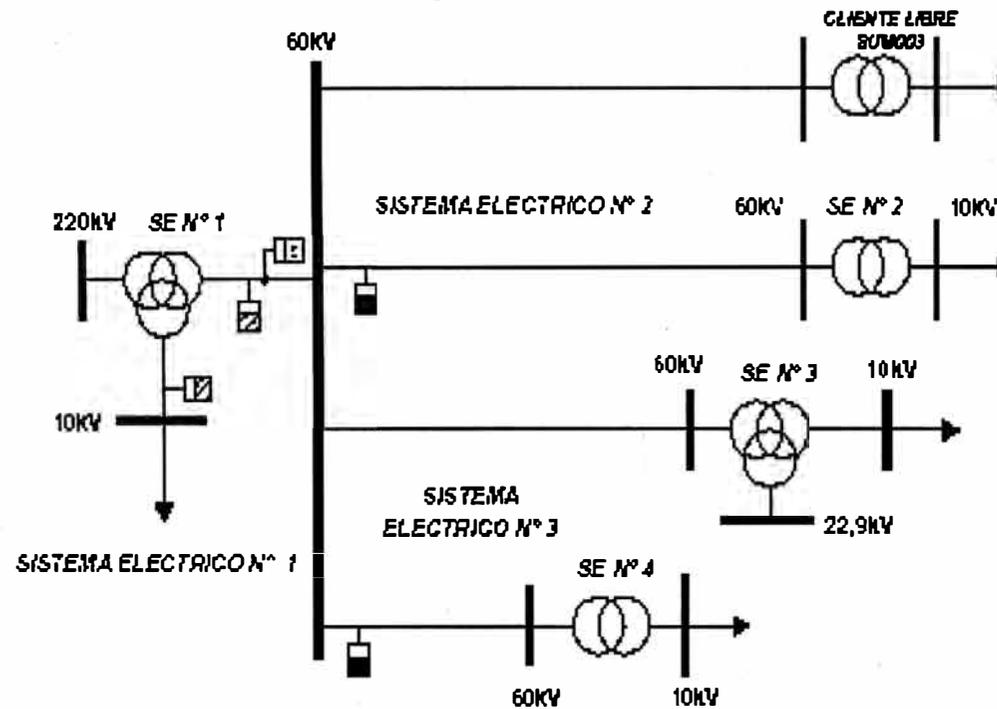
### **Concordancia y consistencia con otros Sistemas**

Este formato debe ser consistente con el formato G1 del SICOM.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con el boletín de Diagramas Unifilares del OSINERG – GART.

**Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión Secundaria de la Empresa de Distribución**



■	Punto de Medición del Distribuidor
▣	Punto de Medición del Generador
▤	Punto de Compra

## **2.3 Formato FBP3:**

### **Información Contendida**

Diagrama de carga del día de máxima demanda del mes del sistema de distribución eléctrica.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

Aproximadamente 1152 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP3.1, FBP4, FBP5, FBP8 y FBP12

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con las copias de los partes de las subestaciones y los registros obtenidos de los medidores de las subestaciones en las visitas técnicas.

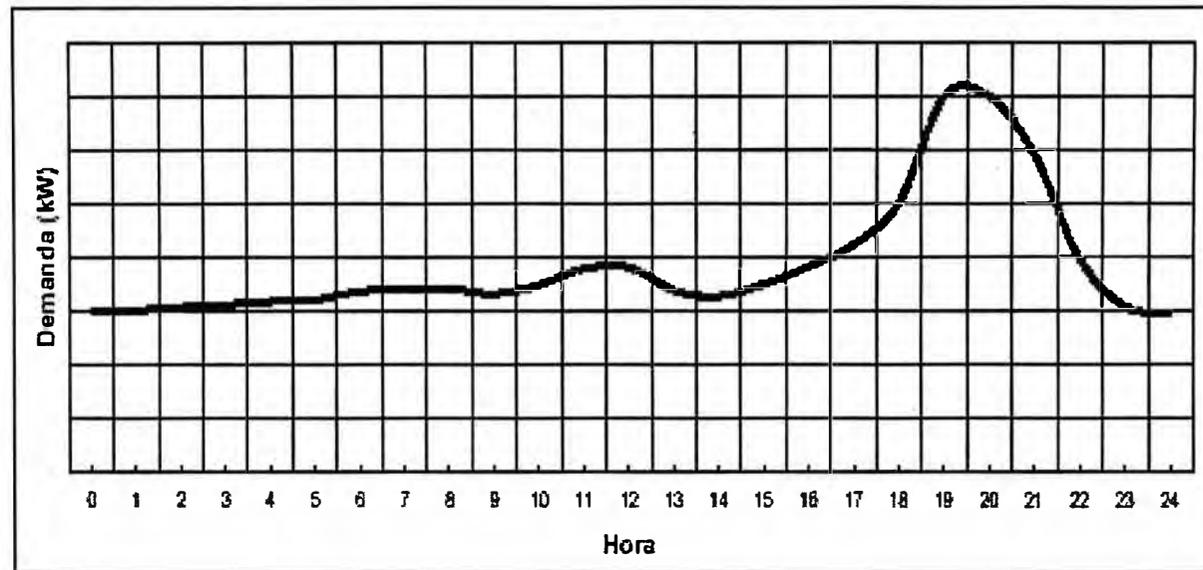
**Formato: FBP3**

**Diagrama de Carga del Día de Máxima Demanda del Mes del Sistema Eléctrico**

**Empresa:**  
**Sistema Eléctrico:**  
**Sector Típico:**  
**Día:**

**Año:**  
**Mes:**

Hora	Demanda (kW)
0:15	....
0:30	....
0:45	....
1:00	....
1:15	....
1:30	....
1:45	....
...	....
...	....
...	....
...	....
23:15	....
23:30	....
23:45	....
24:00	....



## **2.4 Formato FBP3.1:**

### **Información Contendida**

Registros de energía y potencia por punto de compra.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega medio magnético.

### **Tamaño**

Aproximadamente 1460 registros al año por punto.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP2, FBP3, FBP4, FBP5, FBP8 y FBP12

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con las copias de los partes de las subestaciones y los registros obtenidos de los medidores de las subestaciones en las visitas técnicas.



## **2.5 Formato FBP4:**

### **Información Contendida**

Compra mensual de energía y potencia a empresas de generación (o generación propia) a nivel de barra de entrega y nivel de tensión.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

Aproximadamente 150 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP3, FBP3.1, FBP5, FBP5.1, y FBP12

### **Concordancia y consistencia con otros Sistemas**

Este formato debe ser consistente con el formato D7 y G1 del SICOM.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con las copias de los partes de las subestaciones y los registros obtenidos de los medidores de las subestaciones en las visitas técnicas.

**Formato: FBP4**

**Compra Mensual de Energía y Potencia a Empresas Generadoras  
(o Generación Propia)**

**Información a Nivel de Barra de Entrega y Nivel de Tensión**

**Sistema Eléctrico:**

**Año:**

**Sector Típico:**

**Mes:**

**Día y Hora de Máxima Demanda:**

Empresa Generadora (1)	Nivel de Tensión	Barra de Entrega (2)	Energía (3)			Potencia (4)		Máxima Demanda(5)		Energía Reactiva (KVARh)
			HP (MWh)	HFP (MWh)	Total (MWh)	HP (KW)	HFP (KW)	HP (KW)	HFP (KW)	
Empresa Generadora 1	MAT	Barra de Entrega 1								
		Barra de Entrega 2								
		...								
Empresa Generadora 2	AT	Barra de Entrega 1								
		Barra de Entrega 2								
		...								
...	MT	Barra de Entrega 1								
		Barra de Entrega 2								
		...								
Total por Nivel de Tensión	MAT	Barra de Entrega 1								
		Barra de Entrega 2								
		...								
Total Mensual	AT	Barra de Entrega 1								
		Barra de Entrega 2								
		...								
Total Mensual	MT	Barra de Entrega 1								
		Barra de Entrega 2								
		...								

(1) Nombre de Empresa Generadora y/o Central Generadora Propia

(2) Nombre de Barra de Entrega

(3) Energía Activa Comprada

(4) Potencia Contratada o Máxima Demanda Comprada

(5) Demanda Registrada en la Barra de Entrega para el día y hora de máxima demanda del sistema

Nota: Para los sistemas eléctricos que reciben inyección de energía y potencia producto de la generación propia de la distribuidora, se deberá adjuntar el formato FBP5 y FBP5.1

## **2.6 Formato FBP5:**

### **Información Contendida**

Información de generación propia del día de máxima demanda del mes del sistema eléctrico.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

288 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP4 y FBP5.1

### **Concordancia y consistencia con otros Sistemas**

Este formato debe ser consistente con el formato G1 del SICOM.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con las copias de los partes de las subestaciones y los registros obtenidos de los medidores de las subestaciones en las visitas técnicas.



## **2.7 Formato FBP 5.1:**

### **Información Contendida**

Registro de energía y potencia por central de generación propia.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio magnético.

### **Tamaño**

Aproximadamente 1460 registros al año por central. (1 MB)

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP4 y FBP5

### **Concordancia y consistencia con otros Sistemas**

Este formato debe ser consistente con el formato D7 y G1 del SICOM.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con las copias de los partes de las subestaciones y los registros obtenidos de los medidores de las subestaciones en las visitas técnicas.



## **2.8 Formato FBP6:**

### **Información Contendida**

Porcentaje de pérdidas en MAT y AT y Ventas y Porcentaje de Pérdidas del Mercado en MT (Libre y Regulado).

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Tamaño**

14 registros por sistema eléctrico.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con el formato FBP12.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con las diferencias entre los registros de energía y de potencia reportado por las empresas generadoras y las distribuidoras dependiendo de la ubicación de los puntos de medición.

Formato: FBP6

## Porcentaje de Pérdidas en MAT y AT

Sistema Eléctrico:

Año:

Sector Típico:

Descripción	Porcentaje	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía	%peMAT %peAT												
Potencia	%ppMAT %ppAT												

Notas:

- %peMAT : Porcentaje de pérdidas de energía referido al ingreso total de energía en MAT
- %peAT : Porcentaje de pérdidas de energía referido al ingreso total de energía en AT
- %ppMAT : Porcentaje de pérdidas de potencia referido al ingreso total de potencia en MAT
- %ppAT : Porcentaje de pérdidas de potencia referido al ingreso total de potencia en AT

## Ventas y Porcentaje de Pérdidas del Mercado en MT (Libre y Regulado)

Sistema Eléctrico:

Año:

Sector Típico:

**Energía**

Descripción	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ventas en MT Libre (MWh)												
% de pérdidas en MT Libre (1)												
Ventas en MT Regulado (MWh)												
% de pérdidas en MT Regulado (1)												

(1) Porcentaje de pérdidas de energía referido a las ventas

**Potencia**

Ventas HP en MT Libre (Kw)												
Demanda Coincidente HP en MT Libre (Kw) (2)												
% de pérdidas en MT Libre (3)												
Ventas HP en MT Regulado (Kw)												
Demanda Coincidente HP en MT Regulado (Kw) (2)												
% de pérdidas en MT Regulado (3)												

(2) Coincidente con el día y hora de Máxima Demanda del Sistema Eléctrico

(3) Porcentaje de pérdidas de potencia referido a la demanda coincidente HP

## **2.9 Formato FBP7:**

### **Información Contendida**

Ventas de potencia en horas de punta del mercado libre (MAT, AT, MT y BT), y mercado regulado (AT y MT).

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

160 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP1 y FBP8.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con los recibos de los clientes de consumos considerables solicitados a las empresas en las visitas técnicas.

Formato: FBP7

**Ventas de Potencia en Horas de Punta (HP) del Mercado Libre (MAT, AT, MT y BT) y Mercado Regulado (AT y MT)(1)**

Sistema Eléctrico:  
Sector Típico:

Año:

Nivel de Tensión	Nombre del Cliente	Código de Suministro	Potencia (KW)											
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
MAT-Libre	Nombre del Cliente Libre MAT # 1													
	Nombre del Cliente Libre MAT # 2													
	Nombre del Cliente Libre MAT # 3													
	....													
AT-Libre	Nombre del Cliente Libre AT # 1													
	Nombre del Cliente Libre AT # 2													
	Nombre del Cliente Libre AT # 3													
	....													
AT-Regulado	Nombre del Cliente Regulado AT # 1													
	Nombre del Cliente Regulado AT # 2													
	Nombre del Cliente Regulado AT # 3													
	....													
MT-Libre	Nombre del Cliente Libre MT # 1													
	Nombre del Cliente Libre MT # 2													
	Nombre del Cliente Libre MT # 3													
	....													
MT-Regulado	Nombre del Cliente Regulado MT # 1													
	Nombre del Cliente Regulado MT # 2													
	Nombre del Cliente Regulado MT # 3													
	....													
BT-Libre	Nombre del Cliente Libre BT # 1													
	Nombre del Cliente Libre BT # 2													
	Nombre del Cliente Libre BT # 3													
	....													
SUBTOTAL MAT-Libre														
SUBTOTAL AT-Libre														
SUBTOTAL AT-Regulado														
SUBTOTAL MT-Libre														
SUBTOTAL MT-Regulado														
SUBTOTAL BT-Libre														
<b>Total</b>														

**Factor de Coincidencia en HP**

Nivel de Tensión	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
MAT-Libre												
AT-Libre												
AT-Regulado												
MT-Libre												
MT-Regulado												
BT-Libre												

## **2.10 Formato FBP8:**

### **Información Contendida**

Ventas de potencia en horas de punta del mercado libre (MAT, AT, MT y BT), y mercado regulado (AT y MT).

Plazo de entrega

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

160 registros por mes.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP8.1.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con los recibos de los clientes de consumos considerables solicitados a las empresas en las visitas técnicas.

**Demanda Coincidente en Horas de Punta (HP) del Mercado Libre (MAT, AT, MT y BT) y Mercado Regulado (AT y MT) (1)**

Sistema Eléctrico:  
Sector Típico:

Año:

Descripción	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Día (dd/mm/aa)												
Hora (hh:mm)												
Máxima Demanda del Sistema Eléctrico (Kw)												

Nivel de Tensión	Nombre del Cliente	Código de Suministro	Demanda Coincidente (KW)											
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
MAT-Libre	Nombre del Cliente Libre MAT # 1													
	Nombre del Cliente Libre MAT # 2													
	Nombre del Cliente Libre MAT # 3													
	....													
AT-Libre	Nombre del Cliente Libre AT # 1													
	Nombre del Cliente Libre AT # 2													
	Nombre del Cliente Libre AT # 3													
	....													
AT-Regulado	Nombre del Cliente Regulado AT # 1													
	Nombre del Cliente Regulado AT # 2													
	Nombre del Cliente Regulado AT # 3													
	....													
MT-Libre	Nombre del Cliente Libre MT # 1													
	Nombre del Cliente Libre MT # 2													
	Nombre del Cliente Libre MT # 3													
	....													
MT-Regulado	Nombre del Cliente Regulado MT # 1													
	Nombre del Cliente Regulado MT # 2													
	Nombre del Cliente Regulado MT # 3													
	....													
BT-Libre	Nombre del Cliente Libre BT # 1													
	Nombre del Cliente Libre BT # 2													
	Nombre del Cliente Libre BT # 3													
	....													
SUBTOTAL MAT-Libre														
SUBTOTAL AT-Libre														
SUBTOTAL AT-Regulado														
SUBTOTAL MT-Libre														
SUBTOTAL MT-Regulado														
SUBTOTAL BT-Libre														
<b>Total</b>														

(1) Coincidente con el día y hora de Máxima Demanda del Sistema Eléctrico

## **2.11 Formato FBP8.1:**

### **Información Contendida**

Registros de energía y potencia por cliente del Mercado Libre (MAT, AT, MT y BT) y Mercado Regulado (AT y MT).

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio magnético.

### **Tamaño**

Para el método A 35040 registros al año por cada cliente regulado y libre en MT, para el método B 35040 registros al año por cada cliente libre en MT.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP8.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con los recibos de los clientes de consumos considerables solicitados a las empresas en las visitas técnicas.



## **2.12 Formato FBP9:**

### **Información Contendida**

Venta mensual de energía en horas punta y fuera de punta a nivel de opción tarifaria.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

30 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP1 y FBP12.

### **Concordancia y consistencia con otros Sistemas**

Este formato debe ser consistente con los formatos D1 y D4 del SICOM, el formato EP-3 del Factor de Ponderación de la energía y las tablas FOSE01.dbf y FOSE02.dbf del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con los recibos de los clientes de consumos considerables solicitados a las empresas en las visitas técnicas.

## Venta Mensual de Energía en Horas Punta y Fuera de Punta (MWh) Información a Nivel de Opción Tarifaria

Sistema Eléctrico:  
Sector Típico:

Año:

Tipo de Medición Energía		Tarifa	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual
2P	Horas Punta	MAT1 AT1 AT2 MT1 MT2 MT3P MT3FP BT1 BT2 BT3P BT3FP BT5A													
	Horas Fuera de Punta	MAT1 AT1 AT2 MT1 MT2 MT3P MT3FP BT1 BT2 BT3P BT3FP BT5A													
IP		MT4P MT4FP BT4P BT4FP BT4AP BT5B													
<b>Total</b>															

MAT1 : Cliente libre en muy alta tensión  
 AT1 : Cliente libre en alta tensión  
 AT2 : Cliente regulado en alta tensión  
 MT1 : Cliente libre en media tensión  
 BT1 : Cliente libre en baja tensión

## **2.13 Formato FBP10:**

### **Información Contendida**

Venta mensual de potencia en horas punta y fuera de punta a nivel de opción tarifaria.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

25 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP1, FBP7, FBP11 y FBP12.

### **Concordancia y consistencia con otros Sistemas**

Este formato debe ser consistente con las tablas FOSE01.dbf y FOSE02.dbf del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

Este formato debe ser consistente con los recibos de los clientes de consumos considerables solicitados a las empresas en las visitas técnicas.

**Venta Mensual de Potencia en Horas Punta y Fuera de Punta (KW)**  
**Información a Nivel de Opción Tarifaria**

**Empresa:**

**Sistema Eléctrico:**

**Sector Típico:**

**Año:**

Tipo de Medición		Tarifa	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2P	Horas Punta	MAT1 AT1 AT2 MT1 MT2 BT1 BT2												
	Horas Fuera de Punta	MAT1 AT1 AT2 MT1 MT2 BT1 BT2												
1P		MT3P MT3FP MT4P MT4FP BT3P BT3FP BT4P BT4FP BT4AP (1) BT6												

(1) : Potencia obtenida del Formato FBP11

: Cliente libre en muy alta tensión

: Cliente libre en alta tensión

: Cliente regulado en alta tensión

: Cliente libre en media tensión

: Cliente libre en baja tensión

## **2.14 Formato FBP11:**

### **Información Contendida**

Información del alumbrado público.

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

288 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A y para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP10 y FBP12.

### **Concordancia y consistencia con otras fuentes de información**

La información de este formato debe estar en conformidad con el artículo 184° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

## Información del Alumbrado Público

Mes	Número de días del mes	Horas de utilización diaria	Facturación (1) S./mes	Cargos Opción Tarifaria BT4AP (2)		Precio Medio ctm. S./kW.h	Ventas	
				Energía ctm. S./kWh	Potencia S./kW-mes		Energía (3) MW.h	Potencia (4) kW
Enero								
Febrero								
Marzo								
Abril								
Mayo								
Junio								
Julio								
Agosto								
Setiembre								
Octubre								
Noviembre								
Diciembre								

(1) Facturación mensual máxima por el servicio de alumbrado público, en conformidad con el artículo 184º del Reglamento de la Ley

(2) Cargos de la opción BT4AP según pliego tarifario vigente para el mes correspondiente

(3) Energía (MW.h) = Facturación (S.) / (10 x Precio Medio (ctm. S./kW.h))

(4) Potencia (kW) = (Energía (MW.h) / (Número de Días del Mes x Horas de Utilización Diaria)) \* 1000

## **2.15 Formato FBP12-A:**

### **Información Contendida**

Balance mensual de energía y potencia en horas punta (FBPVADMT y FBPVADBT).

Plazo de entrega

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

Aproximadamente 360 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método A.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP3, FBP4, FBP5, FBP6, FBP8, FBP9, FBP10 y FBP11.

Formato : FBP12-A

**BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA**

**Empresa**  
**Sistema Eléctrico**  
**Sector Típico**

Año:

Mes:

Día y Hora de Máxima Demanda:

Descripción	Energía Total	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente
<b>Muy Alta Tensión (MAT)</b>					
Ingreso en MAT					
Ventas en MAT					
Pérdidas en MAT					
<b>Alta Tensión (AT)</b>					
Ingreso a AT desde MAT					
Compras en AT					
<b>Total Ingreso a AT</b>					
Ventas en AT					
	AT1				
	AT2				
Pérdidas en AT					
<b>Media Tensión (MT)</b>					
Ingreso a MT desde AT					
Compra en MT					
Generación Propia					
<b>Total Ingreso a MT</b>					
		FCVV		IPMT	

Ingreso Real Mercado Regulado					
Exceso (Defecto) de Pérdidas					
				EDP	
				MD	
				DCMT	
				PDCMT	

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente
<b>Mercado Regulado</b>					
Ingreso Teórico Mercado Regulado				PTCMT	
				PTCBT	
<b>Media Tensión (MT)</b>					
Ventas Mercado Regulado y Libre					
	MT1				
	MT2				
	MT3P				
	MT3FP				
	MT4P				
	MT4FP				
				PTCBMT	
				PPRMT	
Pérdidas Reconocidas en MT					
<b>Baja Tensión (BT)</b>					
Ventas Mercado Regulado y Libre					
	BT1				
	BT2				
	BT3P				
	BT3FP				
	BT4P				
	BT4FP				
	BT4AP				
				PTCBBT	
	BT5A				
	BT5B				
	BT6				
				PTCM	
				PPRBT	
Pérdidas Reconocidas en BT					
<b>Factores de Expansión de Pérdidas</b>					
PEMT				PTCB	
PPMT				PTCM	
PEBT				PPR	
PPBT					
<b>Número de Horas de Uso Medidores Simples</b>					
NHUBTTP				FBPVADMT	
NHUBT				FBPVADBT	

## **2.16 Formato FBP12-B:**

### **Información Contendida**

Balance mensual de energía y potencia en horas punta (FBP).

### **Plazo de entrega**

La periodicidad de remisión de este formato es mensual.

### **Medio de entrega**

Este formato se entrega en medio impreso y en medio magnético.

### **Tamaño**

Aproximadamente 360 registros por sistema eléctrico.

### **Validos para los métodos**

Este formato es valido para el método B.

### **Concordancia y consistencia con otros formatos sustento del FBP**

Este formato debe ser consistente con los formatos FBP3, FBP4, FBP5, FBP6, FBP8, FBP9, FBP10 y FBP11.

Formato: FBP12-B

## BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

**Empresa**  
**Sistema Eléctrico**  
**Sector Típico**

Año:

Mes:

Día y Hora de Máxima Demanda:

Descripción	Energía Total (MW-h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente
<b>Muy Alta Tensión (MAT)</b>					
Ingreso en MAT					
Ventas en MAT					
Pérdidas en MAT					
<b>Alta Tensión (AT)</b>					
Ingreso a AT desde MAT					
Compras en AT					
<b>Total Ingreso a AT</b>					
Ventas en AT					
	AT1				
	AT2				
Pérdidas en AT					
<b>Media Tensión (MT)</b>					
Ingreso a MT desde AT					
Compra en MT					
Generación Propia					
<b>Total Ingreso a MT</b>					
			FCVV=	IPMT	

Ingreso Real Mercado Regulado					
Exceso (Defecto) de Pérdidas				EDP	
				MD	

Descripción	Energía Total (MW-h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente
<b>Mercado Regulado</b>					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	0.00			PTC	
<b>Media Tensión (MT)</b>					
Ventas Mercado Regulado y Libre					
	MT1				
	MT2				
	MT3P				
	MT3FP				
	MT4P				
	MT4FP				
				PTCBMT	
Pérdidas Reconocidas en MT				PPRMT	

<b>Baja Tensión (BT)</b>					
Ventas Mercado Regulado y Libre					
	BT1				
	BT2				
	BT3P				
	BT3FP				
	BT4P				
	BT4FP				
	BT4AP				
				PTCBBT	
	BT5A				
	BT5B				
	BT6				
				PTCM	
Pérdidas Reconocidas en BT				PPRBT	

<b>Factores de Expansión de Pérdidas</b>					
	PEMT			PTCB	
	PPMT			PTCM	
	PEBT			PPR	
	PPBT				
<b>Número de Horas de Uso Medidores Simples</b>					
	NHUBTPP				
	NHUBT			FBP	

### **CAPÍTULO III**

#### **METODOLOGIA DE CÁLCULO DEL FBP**

Mediante la Resolución OSINERG N° 0555-2002 OS/CD se estableció la metodología de cálculo del FBP así como los criterios a considerar en el cálculo, los cuales se detallan a continuación:

- Reajuste de las compras de energía y potencia por exceso o defecto de las pérdidas reconocidas en el sistema de distribución.
- El FBP tiene como objetivo ajustar la sobreventa o subventa de potencia a partir de las compras eficientes. Estas incluyen pérdidas de potencia de los sistemas de distribución iguales a las reconocidas por OSINERG.
- Cálculo del FBP anual aplicable como promedio de los FBP mensuales.
- Uso de los factores de expansión de pérdidas coincidencia y contribución a la punta establecidos en la Resolución OSINERG N° 2120-2001 OS/CD.
- Cálculo de la potencia coincidente en horas punta del alumbrado público en función de la facturación mensual de alumbrado público (5% del monto facturado total según artículo 184° del reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas), el

precio medio de la tarifa BT4AP publicada por la empresa para el mes correspondiente y un máximo de 12 horas de utilización diaria del parque de alumbrado público.

El FBP se calculará usando cualquiera de las dos metodologías que se señalan a continuación, los mismos que son elegidos por la empresa concesionaria de acuerdo a la información detallada de los registros de energía y potencia de los clientes de los mercados regulado y libre a nivel de MAT, AT y MT.

### **3.1 Metodología de Cálculo A**

El Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP) que se describe es aplicable en aquellas concesionarias de distribución eléctrica que cuenten con información del 100% de los registros de los consumos de energía y potencia (cada 15 minutos) de los usuarios de los mercados regulado y libre conectados en los niveles de tensión MAT, AT y MT.

#### **3.1.1 Fórmula de Cálculo**

El FBP aplicable al Valor Agregado de Distribución en Media Tensión (VADMT) se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FBP_{VADMT} = \frac{MD}{PTC_{MT}} \quad (3.1)$$

El FBP aplicable al Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión (VADBT) se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FBP_{VADBT} = \frac{MD - DC_{MT} - PDC_{MT}}{PTC_{BT}} \quad (3.2)$$

Donde:

- MD = Máxima demanda eficiente del sistema eléctrico de distribución (potencia ingresada menos pérdidas).
- $PTC_{MT}$  = Potencia teórica coincidente del sistema eléctrico de distribución a nivel de media tensión.
- $PTC_{BT}$  = Potencia teórica coincidente del sistema eléctrico de distribución a nivel de baja tensión.
- $DC_{MT}$  = Demanda coincidente en horas de punta de las ventas de potencia en horas de punta en media tensión.
- $PDC_{MT}$  = Pérdidas de potencia en media tensión asociadas a las ventas de potencia en horas de punta en media tensión

La  $DC_{MT}$  se calcula a partir de los registros de potencia de los clientes libres en MT y los clientes con opciones tarifarias MT2, MT3 y MT4.

Las  $PDC_{MT}$  se calcula a partir de las pérdidas de potencia del sistema eléctrico de distribución considerando la proporción de las ventas de energía en media tensión y las ventas de energía en baja tensión con sus pérdidas asociadas.

Para el cálculo del FBP deberá utilizarse el Formato FBP12-A.

### 3.1.2 Cálculo de la Potencia Teórica coincidente según la metodología A:

La Potencia Teórica Coincidente representa la potencia del sistema para el día y la hora de máxima demanda.

La potencia teórica coincidente a nivel de media tensión ( $PTC_{MT}$ ) se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$PTC_{MT} = PTCB + PTCM + PPR \quad (3.3)$$

La potencia teórica coincidente a nivel de baja tensión ( $PTC_{BT}$ ) se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$PTC_{BT} = PTC_{MT} - PTCB_{MT} \times PPMT \quad (3.4)$$

Donde:

$PTCB$	Potencia teórica coincidente de las tarifas binomias
$PTCM$	= Potencia teórica coincidente de las tarifas monomias
$PPR$	= Pérdidas de potencia reconocidas
$PTCB_{MT}$	= Potencia teórica coincidente de las tarifas binomias de media tensión
$PPMT$	= Factor de expansión de pérdidas de potencia reconocidas vigentes en media tensión

El cálculo de la Potencia Teórica coincidente según la metodología A es resumido en la Figura 3.1.

**CALCULO DE LA POTENCIA TEORICA COINCIDENTE A NIVEL DE MEDIA TENSION (PTC<sub>MT</sub>)  
Y DE LA POTENCIA TEORICA COINCIDENTE A NIVEL DE BAJA TENSION (PTC<sub>BT</sub>)**

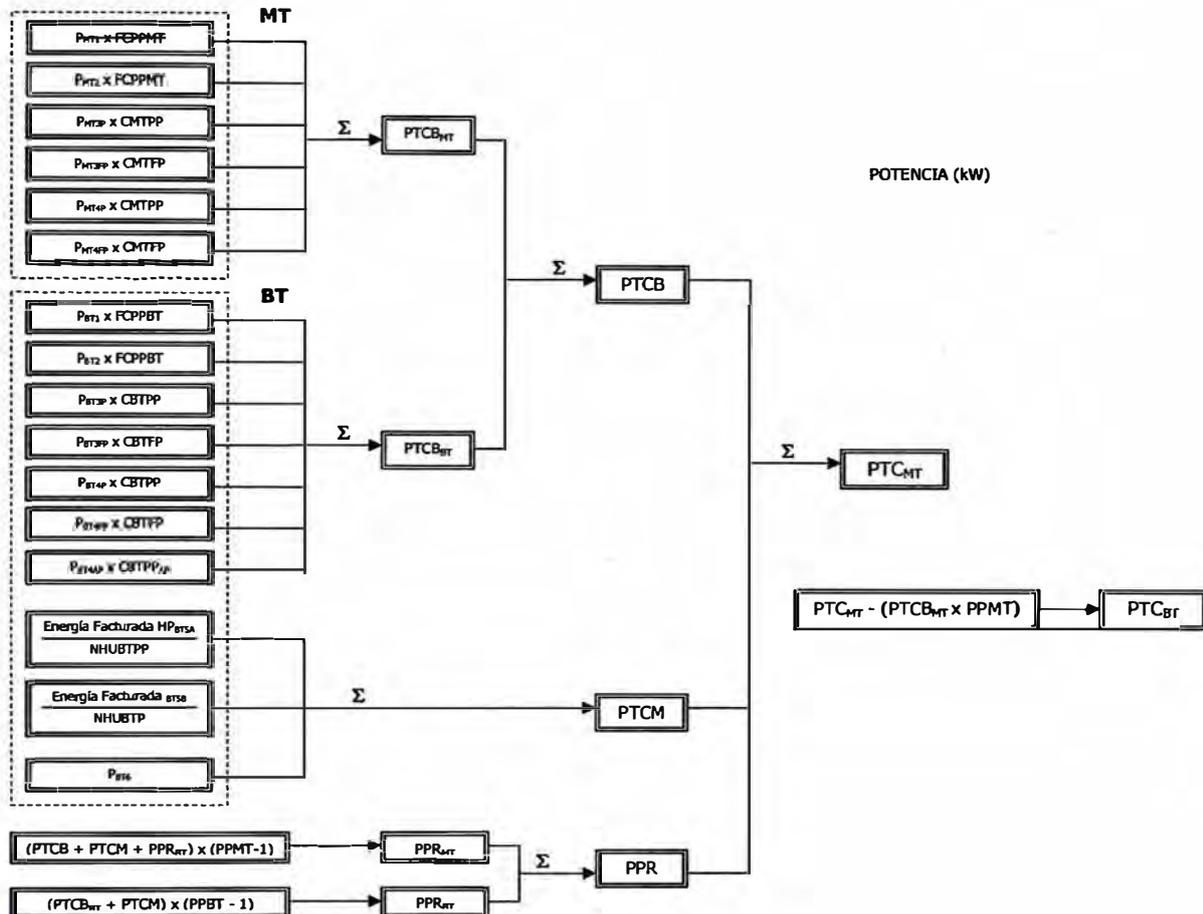


Fig. 3.1 Cálculo de la Potencia Teórica coincidente según la Metodología A

### 3.2 Metodología de Cálculo B

El Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP) que se describe es aplicable en aquellas concesionarias de distribución eléctrica que no cuenten con información del 100% de los registros de los consumos de energía y potencia (cada 15 minutos) de los usuarios de los mercados regulado y libre conectados en los niveles de tensión MAT, AT y MT.

### 3.2.1 Fórmula de Cálculo

El FBP es igual a la relación entre la máxima demanda eficiente (MD) y la potencia teórica coincidente (PTC) del sistema eléctrico de distribución a nivel de media tensión.

$$\text{FBP} = \frac{\text{MD}}{\text{PTC}} \quad (3.5)$$

Donde:

MD = Máxima demanda eficiente del sistema eléctrico de distribución (potencia ingresada menos pérdidas)

PTC = Potencia teórica coincidente del sistema eléctrico de distribución

Para el cálculo del FBP se utiliza el Formato FBP12-B.

### 3.2.2 Cálculo de la Potencia Teórica coincidente según la metodología B:

La potencia teórica coincidente (PTC) se calculará a nivel de media tensión del sistema eléctrico de distribución.

$$\text{PTC} = \text{PTCB} + \text{PTCM} + \text{PPR} \quad (3.6)$$

Donde:

PTCB = Potencia teórica coincidente de las tarifas binomias

PTCM = Potencia teórica coincidente de las tarifas monomias

PPR = Pérdidas de potencia reconocidas

El cálculo de la Potencia Teórica coincidente según la metodología B es resumido en la Figura 3.2.

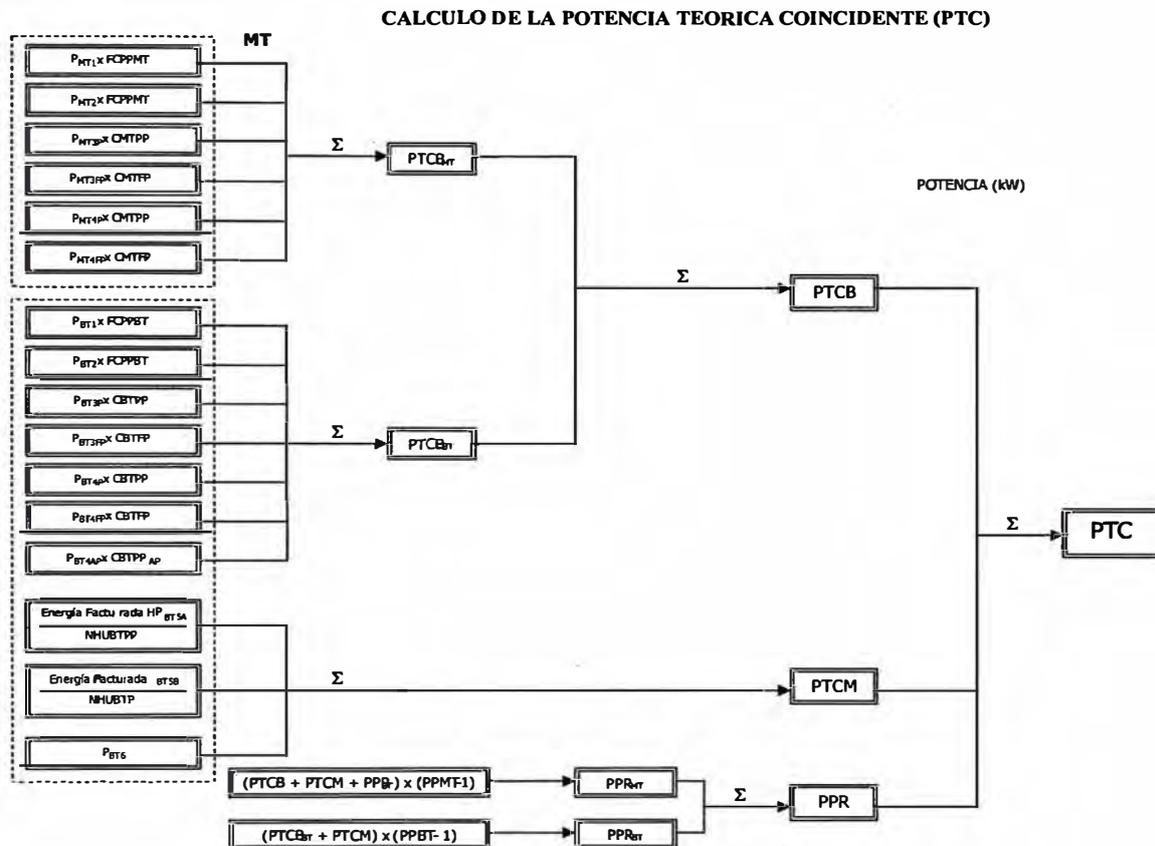


Fig. 3.2 Cálculo de la Potencia Teórica coincidente según la metodología B.

### 3.3 Parámetros de Cálculo Comunes para el cálculo de la potencia teórica coincidente:

Los parámetros comunes a estas dos metodologías son los siguientes:

1. Potencia teórica coincidente de las tarifas binomias (PTCB)
2. Potencia teórica coincidente de las tarifas monomias (PTCM)
3. Pérdidas de potencia reconocidas (PPR)
4. Máxima demanda

### 3.3.1 Potencia Teórica Coincidente de las Tarifas Binomias (PTCB)

La PTCB se calcula a partir de la potencia facturada a los clientes con opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4, la potencia facturada a los clientes libres en MT (código MT1) y en BT (código BT1), y los factores de coincidencia y contribución a la punta vigentes.

$$PTCB = PTCB_{MT} + PTCB_{BT} \quad (3.7)$$

$$PTCB_{MT} = P_{MT1} \times FCPPMT + P_{MT2} \times FCPPMT + P_{MT3P} \times CMTTPP + P_{MT3FP} \times CMTTFP + P_{MT4P} \times CMTTPP + P_{MT4FP} \times CMTTFP \quad (3.8)$$

$$PTCB_{BT} = P_{BT1} \times FCPPBT + P_{BT2} \times FCPPBT + P_{BT3P} \times CBTPP + P_{BT3FP} \times CBTFP + P_{BT4P} \times CBTPP + P_{BT4FP} \times CBTFP + P_{BT4AP} \times CBTPPAP \quad (3.9)$$

Donde:

PTCB	=	Potencia teórica coincidente de las tarifas binomias
PTCB <sub>MT</sub>	=	Potencia teórica coincidente de las tarifas binomias de media tensión
PTCB <sub>BT</sub>	=	Potencia teórica coincidente de las tarifas binomias de baja tensión
P <sub>MT1</sub>	=	Potencia facturada en horas punta a clientes libres en MT
P <sub>MT2</sub>	=	Potencia facturada en horas punta a clientes con opción tarifaria MT2
P <sub>MT3P</sub>	=	Potencia facturada a clientes con opción tarifaria MT3 y calificación presente en punta
P <sub>MT3FP</sub>	=	Potencia facturada a clientes con opción tarifaria MT3 y calificación presente en fuera de punta
P <sub>MT4P</sub>	=	Potencia facturada a clientes con opción tarifaria MT4 y calificación presente en punta
P <sub>MT4FP</sub>	=	Potencia facturada a clientes con opción tarifaria MT4 y calificación presente en fuera de punta
P <sub>BT1</sub>	=	Potencia facturada en horas punta a clientes libres en BT
g <sub>BT2</sub>	=	Potencia facturada en horas punta a clientes con opción tarifaria BT2
P <sub>BT3P</sub>	=	Potencia facturada a clientes con opción tarifaria BT3 y calificación presente en punta

$P_{BT3FP}$	=	Potencia facturada a clientes con opción tarifaria BT3 y calificación presente en fuera de punta
$P_{BT4P}$	=	Potencia facturada a clientes con opción tarifaria BT4 y calificación presente en punta
$P_{BT4FP}$	=	Potencia facturada a clientes con opción tarifaria BT4 y calificación presente en fuera de punta
$P_{BT4AP}$	=	Potencia facturada por servicio de alumbrado público (opción tarifaria BT4AP).
FCPPMT	=	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión
FCPPBT	=	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión
CMTPP	=	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 presentes en fuera de punta
CBTPP	=	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 presentes en fuera de punta
CBTPPAP	=	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión por servicio de alumbrado público

Los factores FCPPMT y FCPPBT aplicables para el cálculo de la potencia teórica coincidente de los clientes libres en MT y BT, serán los establecidos por la Resolución vigente del Valor Agregado de Distribución o los que establezca OSINERG a solicitud de las empresas de distribución eléctrica.

### **3.3.2 Potencia Teórica Coincidente de las Tarifas Monomías (PTCM)**

La PTCM se calcula a partir de la energía en horas punta facturada a los clientes con opción tarifaria BT5A, la energía facturada a los clientes con opción tarifaria BT5B y la potencia facturada a los clientes con opción tarifaria BT6. Para la determinación de la potencia teórica coincidente de las opciones tarifarias BT5A y BT5B se considera el número de horas en baja tensión para las horas punta (NHUBTPP) y el

número de horas de uso en baja tensión (NHUBT) respectivamente del sector típico correspondiente.

$$PTCM = \frac{\text{Energía Facturada en Horas Punta BT5A}}{NHUBTPP} + \frac{\text{Energía Facturada BT5B}}{NHUBT} + P_{BT6} \quad (3.10)$$

Donde:

- PTCM = Potencia teórica coincidente de las tarifas monomías  
 NHUBTPP = Número de horas de uso en baja tensión para las horas punta (opción tarifaria BT5A)  
 NHUBT = Número de horas de uso en baja tensión (opción tarifaria BT5B)  
 P<sub>BT6</sub> = Potencia facturada a clientes con opción tarifaria BT6

### 3.3.3 Pérdidas de Potencia Reconocidas (PPR)

Las PPR para media y baja tensión se calculan considerando los factores de expansión de pérdidas de potencia de la regulación vigente a la fecha de fijación del FBP en cada nivel de tensión.

$$PPR = PPR_{MT} + PPR_{BT} \quad (3.11)$$

$$PPR_{MT} = (PTCB + PTCM + PPR_{BT}) \times (PPMT - 1) \quad (3.12)$$

$$PPR_{BT} = (PTCB_{BT} + PTCM) \times (PPBT - 1) \quad (3.13)$$

Donde:

- PPR = Pérdidas de potencia reconocidas  
 PPR<sub>MT</sub> = Pérdidas de potencia reconocidas en media tensión  
 PPR<sub>BT</sub> = Pérdidas de potencia reconocidas en baja tensión  
 PMT = Factor de expansión de pérdidas de potencia reconocidas vigentes en media tensión  
 PTB = Factor de expansión de pérdidas de potencia reconocidas vigentes en baja tensión

### 3.4 Máxima demanda (MD)

La máxima demanda eficiente (MD) a nivel de media tensión del sistema eléctrico de distribución es igual a:

$$MD = IPMT - EDP \quad (3.14)$$

Donde:

IPMT = Ingreso de potencia a media tensión

EDP = Exceso o defecto de pérdidas de potencia

Ingreso de Potencia a Media Tensión (IPMT)

El IPMT corresponde a la máxima demanda en barra de MT y se obtiene de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Ingreso a AT desde MAT} &= (\text{Ingreso a MAT}) - (\text{Ventas coincidentes en horas punta en MAT}) - (\text{Pérdidas en MAT}) \\ \text{Total Ingreso a AT} &= (\text{Ingreso a AT desde MAT}) + (\text{Compras en AT}) \\ \text{Ventas en AT} &= (\text{Ventas coincidentes en horas punta en AT1}) + (\text{Ventas coincidentes en horas punta en AT2}) \\ \text{Ingreso a MT desde AT} &= (\text{Total Ingreso a AT}) - (\text{Ventas en AT}) - (\text{Pérdidas en AT}) \\ \text{IPMT} &= ((\text{Ingreso a MT desde AT}) + (\text{Compras en MT}) + (\text{Generación Propia en MT})) \times \text{FCVV} \end{aligned}$$

Donde:

MAT = Muy alta tensión

AT = Alta tensión

AT1 = Cliente libre en alta tensión

AT2 = Cliente regulado en alta tensión

El IPMT admite un factor FCVV que toma en cuenta el crecimiento vegetativo y la variación de la demanda durante el periodo anual que permite referir la máxima

demanda mensual a la máxima demanda anual. El valor de dicho factor será propuesto por cada empresa.

El cálculo de la Máxima Demanda es resumido en la Figura 3.3.

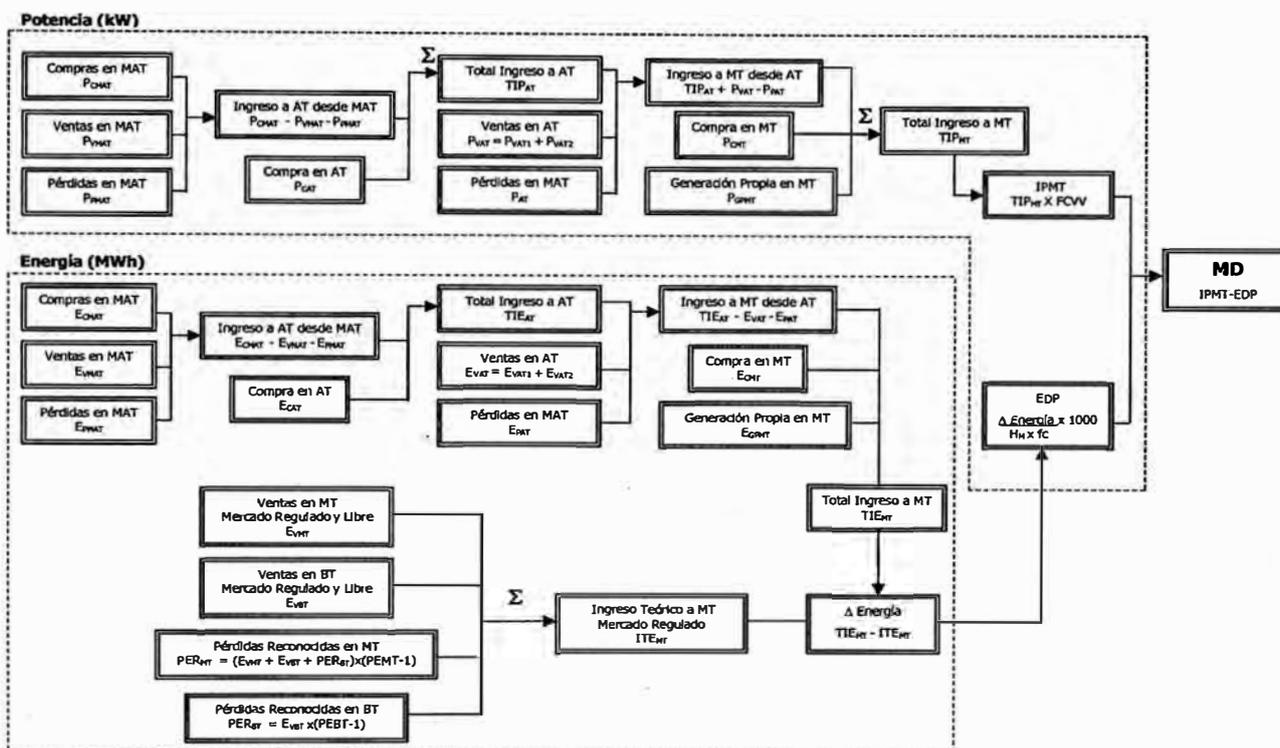


Fig. 3.3 Cálculo de la Máxima Demanda.

### 3.5 Cálculo del FCVV

Se considerará que para la aplicación del factor FCVV debe verificarse si el sistema eléctrico tuvo un crecimiento vegetativo o expansivo durante el año 2001.

Se considerará un sistema eléctrico tiene crecimiento vegetativo cuando la tasa del crecimiento de los clientes no supera la tasa de crecimiento poblacional.

Se empleará el factor de crecimiento poblacional correspondiente a las localidades abastecidas por cada sistema eléctrico para la determinación de los períodos con crecimiento vegetativo.

Los factores de crecimiento a utilizar corresponderán a los aprobados por el INEI para el año correspondiente del cálculo del FBP.

Una vez verificada esta tasa de crecimiento vegetativo, se procederá a determinar los períodos continuos de máxima demanda que se deben únicamente al crecimiento vegetativo. Cuando la tasa de vegetativo del sistema eléctrico en un determinado mes supere la tasa máxima entonces el sistema deberá considerarse con crecimiento expansivo.

Una vez verificada esta tasa de crecimiento vegetativo, se procederá a determinar los períodos continuos de máxima demanda que se deben únicamente al crecimiento vegetativo. Cuando la tasa de crecimiento vegetativo del sistema eléctrico en un determinado mes supere la tasa máxima entonces el sistema deberá considerarse con crecimiento expansivo.

Determinado este punto se iniciará un nuevo período de análisis y se determinará nuevamente el nuevo período que corresponda a un crecimiento vegetativo, el análisis terminará cuando se alcance el mes 12. Dichos criterios, para un crecimiento poblacional de 1,7% se muestran en el siguiente gráfico:

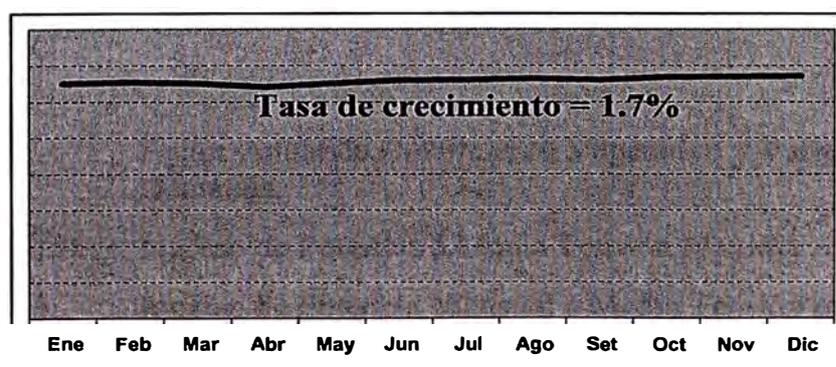


Fig. 3.4 Sistemas eléctricos con tasas de crecimiento vegetativo

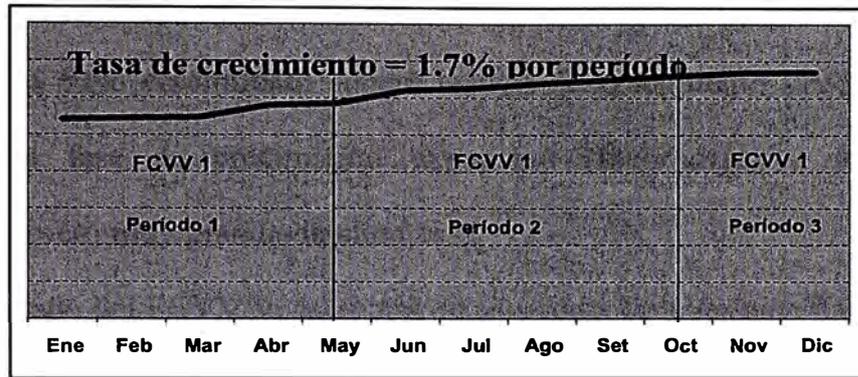


Fig. 3.5 Sistemas eléctricos con tasas de crecimiento expansivo

Luego de determinar los períodos con crecimiento vegetativo, se determina el factor FCVV como sigue:

### 3.5.1 Sistemas eléctricos con tasas de crecimiento vegetativo

Se considera que un sistema eléctrico tiene una tasa de crecimiento vegetativo cuando estos no sobrepasan las tasas de crecimiento establecidos.

El FCVV se calcula a partir de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$FCVV_a = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{IPMT \text{ Máximo Anual}}{IPMT \text{ Mensual } i}}{12} \quad (3.15)$$

Donde:

- FCVV<sub>a</sub> : Factor Anual de Crecimiento Vegetativo y Variación de la Demanda.
- IPMT Máxima Mensual : Ingreso de Potencia a Media Tensión Máxima Anual.
- IPMT Mensual *i* : Ingreso de Potencia Mensual a Media Tensión en el mes *i*.  
· Mes 1 al 12.

### 3.5.2 Sistemas eléctricos con tasas de crecimiento expansivo

El sistema eléctrico cuyo crecimiento supere la tasa de crecimiento vegetativo, se encontrará en una fase de crecimiento expansivo (Incorporación de nuevas localidades o un número muy grande de clientes).

En este caso, el cálculo del FCVV se calculará de acuerdo a las siguiente fórmula:

$$FCVV_b = \prod_{i=1}^{P_i} FCVV_{ai} \quad (3.16)$$

Donde:

FCVV<sub>b</sub> : Factor Anual de Crecimiento Vegetativo y Variación de la Demanda.

FCVV<sub>ai</sub> : Factor de Crecimiento Vegetativo y Variación de la Demanda del período i.

P<sub>i</sub> Período i (mes o meses), donde el Crecimiento Vegetativo no supera la tasa máxima.

n Número de períodos con un máximo de 12.

### 3.6 Exceso o Defecto de Pérdidas de Potencia (EDP)

El EDP se determina a partir de la diferencia entre las pérdidas reales de energía y las pérdidas reconocidas ( $\Delta$ Energía). El valor mínimo del EDP se determina con la fórmula siguiente:

$$EDP = \frac{\Delta \text{Energía}}{H_m \times fc} \times 1000 \quad (3.17)$$

Donde:

EDP = Exceso o defecto de pérdidas de potencia a nivel de MT en kW

$\Delta$ Energía = Pérdidas reales de energía menos las pérdidas reconocidas en MWh

= Número de horas del mes

= Factor de carga del sistema a nivel de MT

## **CAPÍTULO IV**

### **EVOLUCION DEL FACTOR DE BALANCE DE POTENCIA**

Los valores del FBP se calculan para cada sistema eléctrico que sobrepase los 12MW de demanda máxima, las resoluciones de la GART OSINERG estableciendo los valores del FBP de cada empresa concesionaria se aprueban a finales de abril de cada año, teniendo una vigencia a partir del mes de mayo del año donde se aprueba la resolución hasta el mes de abril del año siguiente, la información base para calcular el FBP es la compra y venta de energía y de potencia. El primer FBP fue calculado con la información de compra y venta de energía y potencia del año 1998.

Los sistemas eléctricos son dinámicos debido al incremento de nuevos proyectos de electrificación por lo que pueden agregar distritos y provincias, también se debe tener en cuenta los sectores típicos de distribución los cuales también pueden variar.

Entre los años 1999 y comienzos del 2001 Resolución N° 15-98 P/CTE “Manual de Procedimientos para el Cálculo del FBP”, la cual establecía unos formatos y una metodología de cálculo del FBP, según esta resolución el FBP era único, y afectaba tanto al Valor agregado de distribución de media tensión como al de baja tensión lo cual podría generar algunas distorsiones, debido a que el FBP es un factor de ajuste

de sobreventa de potencia y quizás la sobreventa se pueda dar en media tensión en una proporción mayor a la de baja tensión o viceversa. En el CUADRO 4.1 se muestran los valores de FBP según los formatos y metodología de la Resolución N° 15-98 P/CTE.

CUADRO 4.1 VALORES DEL FBP DE LOS AÑOS 1999 - 2001

Empresa	Sistema Electrico	Mayo 1999 - Abril 2001	Mayo 2000 - Abril 2001	Mayo 2001 - Abril 2002
Edelnor	Lima Norte Huacho-Supe-Barranca Huaral-Chancay	0.9839	0.9682	0.9585
Electrocentro	Huancayo	0.9911	0.9845	0.9879
Electronoroeste	Piura Sullana-El Arenal-Paita	0.9951	0.9751	0.924
Electronorte	Chiclayo	0.979	0.936	0.8937
Hidrandina	Caraz-Carhuaz-Huaraz Chimbote Trujillo	0.9803	0.9995	0.9643
Electro Oriente	Iquitos Tarapoto	0.9525	0.9027	0.8628
Electrosur	Tacna	0.9514	0.905	0.8672
Electro Sur Este	Cusco	0.9876	0.9303	0.8976
Electro Puno	Juliaca Puno		0.9977	0.9972
Electrosur Medio	Chincha Ica Pisco	0.9776	0.932	0.9233
Electro Ucayali	Pucallpa	0.9571	0.9195	0.9025
Luz del Sur	Lima Sur	0.9951	0.9926	0.9856
Seal	Arequipa	0.9768	0.9598	0.9447

En el año 2001 se puso a consideración de las empresas distribuidoras los nuevos formatos base así como una nueva metodología para el cálculo del FBP, establecidos en la Resolución OSINERG N° 0555-2002 OS/CD, los cuales ya fueron mostrados en el capítulo 2, la diferencia radica en que ahora se puede calcular dos valores de FBP uno para media tensión y otro para baja tensión los cuales van a ser afectados a los respectivos Valores agregados de distribución haciendo mas justo el cálculo de la

tarifa, sin embargo para poder realizar este cálculo se requiere que todos los clientes en media tensión cuenten con medidores que registren la energía cada 15 minutos, la única empresa que actualmente realiza el cálculo del FBP con esta metodología es Edelnor, las otras empresas todavía calculan el FBP con la metodología anterior. En el CUADRO 4.2 se muestran los valores de FBP según los formatos y metodología de la Resolución OSINERG N° 0555-2002 OS/CD.

CUADRO 4.2 VALORES DEL FBP DE LOS AÑOS 2002 - 2003

Empresa	Sistema Electrico	Mayo 2002 - Abril 2003	Mayo 2003 - Abril 2004
Edelnor	Lima Norte FBPVADMT	0.9532	0.9374
	FBPVADBT	0.9812	0.9548
	Huacho-Supe-Barranca Huaral-Chancay	0.9094	0.8645
Electrocentro	Huancayo	0.9860	0.8940
Electronoroeste	Piura Sullana-El Arenal-Paita	0.9533	0.8779
Electronorte	Chiclayo	0.8585	0.8313
Hidrandina	Caraz-Carhuaz-Huaraz Chimbote Trujillo	0.9229	0.8948
Electro Oriente	Iquitos Tarapoto	0.8493	0.8074
Electrosur	Tacna	0.8499	0.8454
Electro Sur Este	Cusco	0.8699	0.8431
Electro Puno	Juliaca Puno	1.0198	0.9974
Electrosur Medio	Chincha Ica Pisco	0.9388	0.8934
Electro Ucayali	Pucallpa	0.8780	0.8468
Luz del Sur	Lima Sur	0.9825	0.9295
Seal	Arequipa	0.9229	0.8635

En el Gráfico 4.1 se muestra la evolución del FBP.

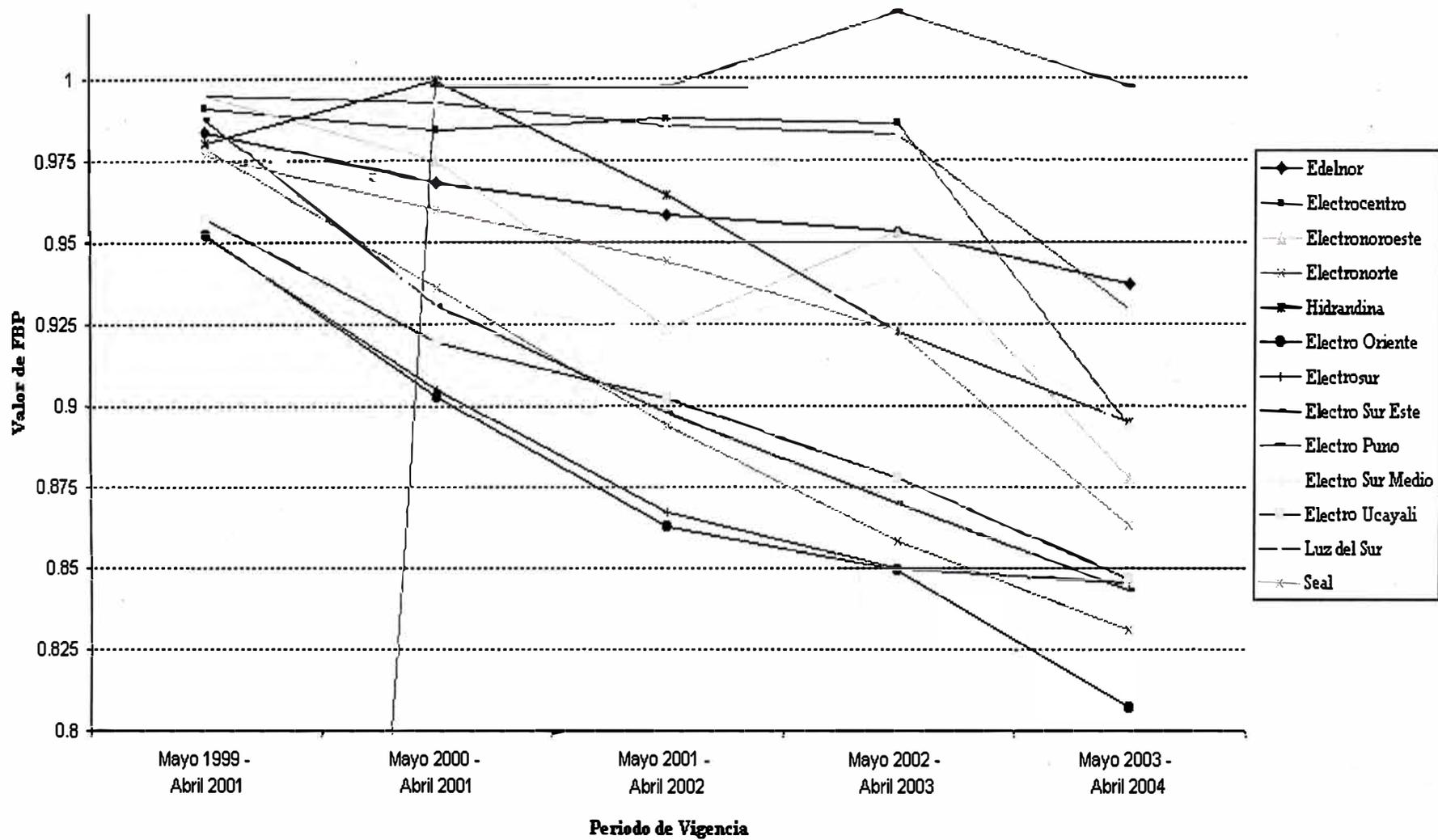


GRÁFICO 4.1 EVOLUCIÓN DEL FBP

Del análisis del Gráfico 4.1 se obtiene:

Electropuno es la empresa con los FBP mas alto siendo la única empresa Distribuidora que ha tenido un FBP mayor que la unidad lo que significa que ha vendido menos potencia que la que ha comprado.

Electrooriente es la empresa Distribuidora que tiene el FBP mas bajo lo que significa que esta vendiendo mucho mas potencia que la esta comprando. Debe entenderse como potencia vendida la potencia facturada por la empresa Distribuidora.

## CAPÍTULO V

### PLIEGOS TARIFARIOS

Los pliegos tarifarios son calculados por las empresas de electricidad en aplicación de las resoluciones tarifarias de OSINERG GART, luego de que son fijados los precios y costos de la electricidad a nivel de generación, transmisión y distribución.

Es a partir de los pliegos tarifarios que se obtienen los parámetros básicos de la factura para los clientes finales, lo cual muestra una composición como la que aparece en la Fig. 5.1

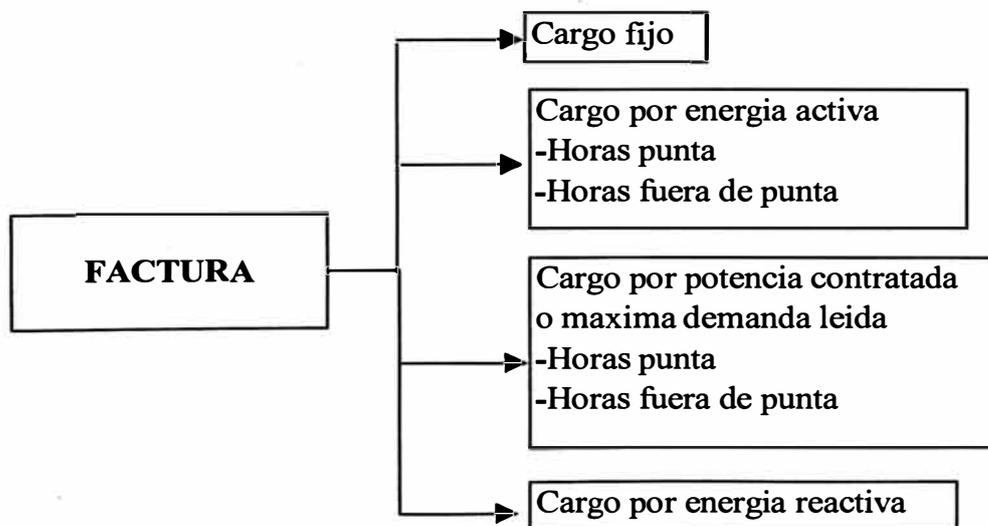


Fig 5.1 Composición de la Factura

### **5.1 Parámetros de cálculo de las tarifas**

Los parámetros de cálculo son los que se aplican a las formulas tarifarias con las que se obtienen los cargos, que componen el pliego tarifario de los sistemas eléctricos de distribución. Estos parámetros son los siguientes:

**CFE:** Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes).

**CFS:** Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia (contratada y/o variable) y simple medición de energía o doble medición de energía (S./mes).

**CFH:** Cargo fijo mensual para opción tarifaria horaria (S./mes).

**CER:** Cargo por energía reactiva (S./kVAR.h).

**CMTPP:** 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 presentes en fuera de punta.

**CBTPP:** 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 presentes en fuera de punta.

**CBTPPAP:** Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para el alumbrado público.

**FCPPMT:** Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.

**FCFPMT:** Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión.

**FCPPBT:** Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.

**FCFPBT:** Factor de coincidencia para demandas de 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.

**PPTB:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.

**PTMT:** Factor de corrección del Valor agregado de Distribución de Media Tensión

**PTPBT:** Factor de corrección del Valor agregado de Distribución de Baja Tensión

**NHUBT:** Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.

**NHUBTTP:** Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5A para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.

**NHUBTFP:** Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5A para cálculo de exceso de potencia del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión.

**PEPP:** Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-h).

**PEFP:** Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-h).

**PE:** Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-h).

**PP:** Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-mes).

**VMTPP:** Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-mes).  $VMTPP = PTPMT \times VMTFP$

**VMTFP:** Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta.(S/./kW-mes);  $VMTFP = VADMTp \times FBP$

**VBTPP:** Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/./kW-mes).  $VBTPP = PTPBT \times VBTFP$

**VBTFP:** Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S/./kW-mes);  $VBTFP = VADBTp \times FBP$

**VADMTp:** Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes).

**VADBTp:** Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes).

Estos parámetros mensuales por cada sistema eléctrico de distribución se pueden obtener en la pagina web de la GART OSINERG ([www.cte.org.pe](http://www.cte.org.pe))

## 5.2 Formulas tarifarias

Son las formulas con las que se obtienen los cargos que componen las facturas de las distintas opciones tarifarias. Las formulas de los cargos de las tarifas en media tensión se muestran en el CUADRO 5.1 y las fórmulas de los cargos de las tarifas en baja tensión se muestran en el CUADRO 5.2.

Del análisis de estos cuadros se determina que el FBP tiene efecto en los cargos de potencia de las tarifas de media y baja tensión tanto en hora punta como en fuera de punta, también en los cargos de energía activa tanto de la tarifa BT5A como de la tarifa BT5B. La tarifa BT5A es relativamente nueva para hacer uso de esta tarifa se

requiere un medidor con la capacidad de leer tanto energía en hora punta como en fuera de punta, la cantidad de clientes de las empresas Distribuidoras que poseen esta tarifa es pequeña.

CUADRO 5.1 Fórmulas de los Cargos de las Tarifas en Media Tensión

<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: MT2</b>
Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	CFH*FOSE
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEPP*FOSE
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEFP*FOSE
<i>Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP</i>	<i>S/. / kW-mes</i>	<i>(PPMT*PP+VMTPP)*FCPPMT**FOSE</i>
<i>Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP</i>	<i>S/. / kW-mes</i>	<i>VMTFP*FCFPMT**FOSE</i>
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/. / kVarh	CER
<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: MT3</b>
Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	CFS*FOSE
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEPP*FOSE
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEFP*FOSE
<i>Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta</i>	<i>S/. / kW-mes</i>	<i>((PPMT*PP+VMTPP)*CMTTPP+(1-CMTTPP)*VMTFP*FCFPMT)*FOSE</i>
<i>Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes Fuera de Punta</i>	<i>S/. / kW-mes</i>	<i>((PPMT*PP+VMTPP)*CMTFP+(1-CMTFP)*VMTFP*FCFPMT)*FOSE</i>
Cargo por Energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual	ctm. S/. / kVarh	CER
<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: MT4</b>
Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	CFS*FOSE
Cargo por Energía Activa	ctm. S./ kWh	PEMT*PE*FOSE
<i>Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta</i>	<i>S/. / kW-mes</i>	<i>((PPMT*PP+VMTPP)*CMTTPP+(1-CMTTPP)*VMTFP*FCFPMT)*FOSE</i>
<i>Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes Fuera de Punta</i>	<i>S/. / kW-mes</i>	<i>((PPMT*PP+VMTPP)*CMTFP+(1-CMTFP)*VMTFP*FCFPMT)*FOSE</i>
Cargo por Energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual	ctm. S/. / kVarh	CER

CUADRO 5.2 Fórmulas de los Cargos de las Tarifas en Baja Tensión

<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: BT2</b>
Cargo Fijo Mensual	S./cliente	CFH
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEBT*PEPP
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEBT*PEFP
Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	S./ kW-mes	(PPMT*PPBT*PP+VMTTP*PPBT+VBTPP)*FCPPBT*FOSE
Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP	S./ kW-mes	VBTFP*FCFPBT*FOSE
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./ kVarh	CER
<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: BT3</b>
Cargo Fijo Mensual	S./cliente	CFS*FOSE
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEBT*PEPP*FOSE
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEBT*PEFP*FOSE
Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	S./ kW-mes	((PPMT*PPBT*PP+VMTTP*PPBT+VBTPP)*CBTTP+(1-CBTTP)*VBTFP*FCFPBT)*FOSE
Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes Fuera de Punta	S./ kW-mes	((PPMT*PPBT*PP+VMTTP*PPBT+VBTPP)*CBTFP+(1-CBTFP)*VBTFP*FCFPBT)*FOSE
Cargo por Energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual	ctm. S./ kVarh	CER
<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: BT4</b>
Cargo Fijo Mensual	S./cliente	CFS*FOSE
Cargo por Energía Activa	ctm. S./ kWh	PEMT*PEBT*PE*FOSE
Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	S./ kW-mes	((PPMT*PPBT*PP+VMTTP*PPBT+VBTPP)*CBTTP+(1-CBTTP)*VBTFP*FCFPBT)*FOSE
Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes Fuera de Punta	S./ kW-mes	((PPMT*PPBT*PP+VMTTP*PPBT+VBTPP)*CBTFP+(1-CBTFP)*VBTFP*FCFPBT)*FOSE
Cargo por Energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual	ctm. S./ kVarh	CER
<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: BT5A</b>
Cargo Fijo Mensual	S./cliente	CFS
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./ kWh	(PEMT*PEBT*PEPP+(PPMT*PPBT*PP+VMTTP*PPBT+VBTPP)/NHUBTTP)*FOSE
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./ kWh	PEMT*PEBT*PEFP*FOSE
Cargo por Exceso de Potencia	S./ kW-mes	VBTPP
<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: BT5B</b>
Cargo Fijo Mensual	S./cliente	CFE
Cargo por Energía Activa	ctm. S./ kWh	(PEMT*PEBT*PE+(PPMT*PPBT*PP+VMTTP*PPBT+VBTPP)/NHUBT*100)*FOSE
<b>TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA IP</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>OPCION TARIFARIA: BT6</b>
Cargo Fijo Mensual	S./cliente	CFE
Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	((PEMT*PEBT*PE*NHUBT/100+(PPMT*PPBT*PP+VMTTP*PPBT+VBTPP))/10)*FOSE

## **CAPÍTULO VI**

### **SENSIBILIDAD DE LA TARIFA AL FBP**

En el capítulo anterior se ha visto que el FBP tiene efecto en los cargos de potencia y energía, recordando el objetivo del FBP de ajustar la venta o subventa de potencia de tal forma que exista igualdad entre la Potencia de punta efectiva supuestamente vendida y la Potencia Ingresada- pérdidas eficientes. El termino supuestamente vendida es debido a que se toma en cuenta la facturación de potencia de todos los clientes, y para encontrar la potencia de punta coincidente con el día y hora de la máxima demanda del sistema se aplican los Factores de coincidencia. Si la empresa Distribuidora ha vendido (facturado) a sus clientes, mas potencia de la que ha ingresado a su sistema eléctrico por la compra a las empresas de Generación entonces el FBP va a ser menor que uno, con el consiguiente decremento de sus cargos tarifarios por todo un año, en caso contrario si el FBP fuera mayor que uno debido a que la empresa ha vendido menos potencia de la que ha ingresado a sus sistemas, los cargos tarifarios se incrementarían. Solo una vez ha ocurrido que el FBP a sido mayor que uno fue en el año 2001 con la empresa Distribuidora Electropuno que cálculo un FBP de 1.0198, actualmente la tendencia del FBP es a decrecer.

Para calcular la sensibilidad de los cargos tarifarios por la variación del FBP, utilizaremos los parámetros de cálculo de las tarifas del mes de agosto de 2003, los cuales se obtienen de la página web de la GART OSINERG y se muestran en los CUADROS 6.1 y 6.2. Luego calcularemos los cargos tarifarios en los cuales interviene el FBP para los valores de 0.8000 y 1.0000 utilizando las fórmulas para calcular los cargos tarifarios mostrados en el capítulo V.

Los cargos tarifarios en los que interviene el FBP son los siguientes:

Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP (Hora Punta)

Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP (Hora Fuera de Punta)

Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP

Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP

Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP

Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP

Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP

Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP

Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP

Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP

Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP

Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP

Tarifa BT5 Cargo por Energía

Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa

CUADRO 6.1 Parámetros de cálculo para calcular la variación de los cargos tarifarios (agosto 2003)

Sistema Eléctrico	FTPMT	PTPBT	VADMT	VADBT	CFE	CFS	CFH	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT	Ep	NHUBT	NHUBTPP	NHUBTFP
Trujillo	0.8568	0.9723	7.9400	30.5830	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1701	1.2165	0.28	330	120	570
Chimbote	0.8568	0.9723	7.9400	30.5830	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1701	1.2165	0.28	330	120	570
Caraz-Huaraz-Huaral	0.8568	0.9723	7.9400	30.5830	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1701	1.2165	0.28	330	120	570
Arequipa	0.8984	0.9490	8.0100	30.6350	1.79	3.73	5.87	1.0256	1.0411	1.1371	1.1855	0.32	330	120	570
Piura	0.8081	0.9850	8.0500	31.2320	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.26	330	120	570
Sullana-El arenal-Paita	0.8081	0.9850	8.0500	31.2320	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.26	330	120	570
Puno	0.9040	0.9765	9.7900	32.8090	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.31	330	120	570
Lima Norte	0.8628	0.9083	9.6600	33.8390	1.89	3.75	5.90	1.0185	1.0255	1.1215	1.1428	0.25	405	120	570
Huaral-Chancay	0.8628	0.9083	9.6600	33.8390	1.79	3.73	5.87	1.0211	1.0362	1.1215	1.1738	0.25	330	°	570
Huacho-Supe-Barranca	0.8628	0.9083	9.6600	33.8390	1.79	3.73	5.87	1.0211	1.0362	1.1215	1.1738	0.25	330	120	570
Lima Sur	0.9072	0.9035	9.7600	34.0180	1.89	3.75	5.90	1.0185	1.0255	1.1215	1.1428	0.24	405	120	570
Cusco	0.9411	0.9637	10.7500	33.9770	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.29	330	120	570
Chiclayo	0.8688	0.9720	7.9200	30.7120	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.27	330	120	570
Pisco	0.6632	0.9737	7.8400	30.2980	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.25	330	120	570
Ica	0.6632	0.9737	7.8400	30.2980	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.25	330	120	570
Chincha	0.6632	0.9737	7.8400	30.2980	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.25	330	120	570
Pucallpa	0.7839	0.9859	7.7300	30.3190	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.27	330	120	570
Tarapoto	0.8909	0.9835	7.6600	30.0620	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.27	330	120	570
Iquitos	0.8909	0.9835	7.6600	30.0620	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.27	330	120	570
Tacna	0.8341	0.9832	8.1500	30.4720	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.27	330	120	570
Huancayo	0.9539	0.9807	9.7600	33.1560	1.79	3.73	5.87	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812	0.30	330	120	570

CUADRO 6.2 Parámetros de cálculo para calcular la variación de los cargos tarifarios continuación (agosto 2003)

Sistema Eléctrico	FCPPMT	FCFPMT	FCPPBT	FCFPBT	CMTPP	CMTFP	CBTPP	CBTFP	CBTPPAP	PEPP	PEFP	PE	PP	CER	Fose
Trujillo	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	12.91	9.68	10.58	30.05	4.27	1.027
Chimbote	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	12.80	9.59	10.49	29.76	4.27	1.027
Caraz-Huaraz-Huaral	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	12.76	9.77	10.61	28.30	4.27	1.027
Arequipa	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	12.45	9.36	10.38	28.09	4.27	1.027
Piura	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.24	9.91	10.79	30.29	4.27	1.027
Sullana-El arenal-Paita	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.24	9.91	10.79	30.29	4.27	1.027
Puno	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	12.76	9.58	10.58	28.78	4.27	1.027
Lima Norte	0.878	0.871	0.890	0.770	0.739	0.443	0.650	0.409	1	13.33	9.59	10.55	31.29	4.27	1.027
Huaral-Chancay	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	14.97	11.05	12.06	33.04	4.27	1.027
Huacho-Supe-Barranca	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.31	9.78	10.69	30.87	4.27	1.027
Lima Sur	0.878	0.871	0.890	0.770	0.739	0.443	0.650	0.409	1	13.43	9.67	10.58	31.43	4.27	1.027
Cusco	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	11.12	8.29	9.13	25.99	4.27	1.027
Chiclayo	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.22	9.99	10.89	29.81	4.27	1.027
Pisco	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.45	9.90	10.82	31.77	4.27	1.027
Ica	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.54	9.96	10.89	32.09	4.27	1.027
Chincha	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.45	9.90	10.82	31.77	4.27	1.027
Pucallpa	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	15.87	12.49	13.43	29.44	4.27	1.027
Tarapoto	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	22.48	22.48	22.48	23.75	4.27	1.000
Iquitos	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	22.68	22.68	22.68	21.03	4.27	1.000
Tacna	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.02	9.86	10.73	28.01	4.27	1.027
Huancayo	0.920	0.799	0.926	0.778	0.679	0.530	0.666	0.559	1	13.46	10.06	11.09	30.27	4.27	1.027

A continuación se muestran en los cuadros siguientes los resultados obtenidos por sistema eléctrico:

**CUADRO 6.3 Empresa Distribuidora Hidrandina Sistema Eléctrico Trujillo**

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	34.55	35.84	1.29	3.7%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.21	6.52	1.30	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.18	28.54	1.37	5.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.36	23.71	1.35	6.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.18	28.54	1.37	5.0%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.36	23.71	1.35	6.1%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	64.93	72.16	7.23	11.1%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.55	24.44	4.89	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.23	60.06	6.83	12.8%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.82	54.34	6.52	13.6%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.23	60.06	6.83	12.8%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.82	54.34	6.52	13.6%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.34	0.37	0.02	6.9%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.29	12.07	0.78	6.9%

**CUADRO 6.4 Empresa Distribuidora Hidrandina Sistema Eléctrico Chimbote**

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	34.27	35.56	1.29	3.8%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.21	6.52	1.30	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	26.97	28.33	1.37	5.1%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.19	23.55	1.35	6.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	26.97	28.33	1.37	5.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.19	23.55	1.35	6.1%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	64.58	71.81	7.23	11.2%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.55	24.44	4.89	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	52.98	59.81	6.83	12.9%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.61	54.13	6.52	13.7%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	52.98	59.81	6.83	12.9%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.61	54.13	6.52	13.7%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.34	0.36	0.02	7.0%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.22	12.00	0.78	7.0%

**CUADRO 6.5 Empresa Distribuidora Hidrandina Sistema Eléctrico Caraz-Huaraz-Huaral**

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	33.07	34.43	1.36	4.1%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.26	6.57	1.31	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	26.10	27.52	1.43	5.5%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.52	22.92	1.40	6.5%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	26.10	27.52	1.43	5.5%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.52	22.92	1.40	6.5%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	61.58	68.73	7.15	11.6%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.58	24.48	4.90	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	50.83	57.61	6.78	13.3%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	45.81	52.29	6.48	14.1%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	50.83	57.61	6.78	13.3%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	45.81	52.29	6.48	14.1%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.33	0.35	0.02	7.2%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	10.75	11.53	0.77	7.2%

CUADRO 6.6 Empresa Distribuidora SEAL Sistema Eléctrico Arequipa

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	32.84	34.13	1.29	3.9%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.21	6.52	1.30	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	25.91	27.28	1.37	5.3%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.37	22.72	1.35	6.3%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	25.91	27.28	1.37	5.3%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.37	22.72	1.35	6.3%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	62.83	70.06	7.23	11.5%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.55	24.44	4.89	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	51.72	58.55	6.83	13.2%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	46.55	53.07	6.52	14.0%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	51.72	58.55	6.83	13.2%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	46.55	53.07	6.52	14.0%
Tarifa BT5B Cargo por Energía	S./ kWh	0.34	0.36	0.02	7.0%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.08	11.86	0.78	7.0%

CUADRO 6.7 Empresa Distribuidora Electronoroeste Sistema Eléctrico Piura

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	34.56	35.79	1.23	3.6%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.28	6.61	1.32	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.21	28.54	1.33	4.9%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.40	23.72	1.33	5.9%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.21	28.54	1.33	4.9%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.40	23.72	1.33	5.9%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	64.50	71.81	7.31	11.3%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.96	24.95	4.99	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.06	59.98	6.93	13.1%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.74	54.35	6.62	13.9%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.06	59.98	6.93	13.1%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.74	54.35	6.62	13.9%
Tarifa BT5B Cargo por Energía	S./ kWh	0.34	0.36	0.02	7.1%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.19	11.98	0.79	7.1%

CUADRO 6.8 Empresa Distribuidora Electronoroeste Sistema Eléctrico Sullana-El Arenal-Paita

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	34.56	35.79	1.23	3.6%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.28	6.61	1.32	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.21	28.54	1.33	4.9%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.40	23.72	1.33	5.9%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.21	28.54	1.33	4.9%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.40	23.72	1.33	5.9%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	64.50	71.81	7.31	11.3%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.96	24.95	4.99	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.06	59.98	6.93	13.1%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.74	54.35	6.62	13.9%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.06	59.98	6.93	13.1%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.74	54.35	6.62	13.9%
Tarifa BT5B Cargo por Energía	S./ kWh	0.34	0.36	0.02	7.1%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.19	11.98	0.79	7.1%

CUADRO 6.9 Empresa Distribuidora Electro Puno Sistema Eléctrico Puno

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	34.86	36.53	1.67	4.8%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	6.43	8.03	1.61	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.79	29.54	1.75	6.3%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	23.10	24.82	1.72	7.4%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.79	29.54	1.75	6.3%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	23.10	24.82	1.72	7.4%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	65.82	73.90	8.08	12.3%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	20.97	26.21	5.24	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	54.34	61.91	7.56	13.9%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	48.98	56.17	7.19	14.7%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	54.34	61.91	7.56	13.9%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	48.98	56.17	7.19	14.7%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.34	0.37	0.03	7.8%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.25	12.13	0.87	7.8%

CUADRO 6.10 Empresa Distribuidora Edelnor Sistema Eléctrico Lima Norte

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	34.95	36.45	1.50	4.3%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	6.91	8.64	1.73	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	31.22	32.93	1.72	5.5%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.48	23.20	1.72	8.0%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	31.22	32.93	1.72	5.5%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.48	23.20	1.72	8.0%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	62.96	70.32	7.36	11.7%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.41	26.76	5.35	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.47	60.72	7.25	13.6%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	41.58	48.13	6.55	15.7%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.47	60.72	7.25	13.6%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	41.58	48.13	6.55	15.7%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.30	0.32	0.02	6.8%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	12.09	12.91	0.83	6.8%

CUADRO 6.11 Empresa Distribuidora Edelnor Sistema Eléctrico Huaral-Chancay

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	38.65	40.22	1.57	4.1%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	6.34	7.93	1.59	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	30.56	32.23	1.67	5.5%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	25.24	26.90	1.65	6.5%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	30.56	32.23	1.67	5.5%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	25.24	26.90	1.65	6.5%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	69.04	76.75	7.71	11.2%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.63	27.04	5.41	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	56.88	64.23	7.35	12.9%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	51.22	58.26	7.04	13.7%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	56.88	64.23	7.35	12.9%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	51.22	58.26	7.04	13.7%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.37	0.39	0.03	6.9%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	12.14	12.97	0.83	6.9%

CUADRO 6.12 Empresa Distribuidora Edelnor Sistema Eléctrico Huacho -  
Supe-Barranca

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	35.45	37.05	1.60	4.5%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	6.98	8.73	1.75	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	31.66	33.46	1.80	5.7%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.78	23.56	1.78	8.2%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	31.66	33.46	1.80	5.7%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.78	23.56	1.78	8.2%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	63.54	71.01	7.47	11.8%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.52	26.90	5.38	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.94	61.28	7.34	13.6%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	41.92	48.53	6.61	15.8%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.94	61.28	7.34	13.6%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	41.92	48.53	6.61	15.8%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.30	0.32	0.02	6.9%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	12.17	13.01	0.84	6.9%

CUADRO 6.13 Empresa Distribuidora Luz del Sur Sistema Eléctrico Lima Sur

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	36.52	38.10	1.57	4.3%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	6.34	7.93	1.59	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	28.99	30.66	1.67	5.8%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	24.02	25.67	1.65	6.9%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	28.99	30.66	1.67	5.8%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	24.02	25.67	1.65	6.9%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	66.53	74.24	7.71	11.6%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.63	27.04	5.41	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	55.08	62.43	7.35	13.3%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	49.70	56.74	7.04	14.2%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	55.08	62.43	7.35	13.3%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	49.70	56.74	7.04	14.2%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.34	0.37	0.03	7.3%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.33	12.17	0.83	7.3%

CUADRO 6.14 Empresa Distribuidora Electrosur Este Sistema Eléctrico Cusco

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	33.08	35.00	1.91	5.8%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	7.06	8.82	1.76	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	26.68	28.66	1.98	7.4%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.38	24.31	1.93	8.6%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	26.68	28.66	1.98	7.4%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.38	24.31	1.93	8.6%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	64.25	72.75	8.50	13.2%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.72	27.15	5.43	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.46	61.39	7.93	14.8%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	48.36	55.89	7.53	15.6%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	53.46	61.39	7.93	14.8%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	48.36	55.89	7.53	15.6%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.32	0.35	0.03	8.7%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	10.51	11.43	0.92	8.7%

CUADRO 6.15 Empresa Distribuidora Electronorte Sistema Eléctrico Chiclayo

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	34.38	35.68	1.30	3.8%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.20	6.50	1.30	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.04	28.42	1.38	5.1%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.25	23.61	1.36	6.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.04	28.42	1.38	5.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.25	23.61	1.36	6.1%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	63.58	70.81	7.22	11.4%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.63	24.54	4.91	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	52.29	59.12	6.83	13.1%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.04	53.57	6.53	13.9%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	52.29	59.12	6.83	13.1%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.04	53.57	6.53	13.9%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S/. / kWh	0.34	0.36	0.02	7.0%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.13	11.91	0.78	7.0%

CUADRO 6.16 Empresa Distribuidora Electrosur Medio Sistema Eléctrico Pisco

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	35.03	36.01	0.98	2.8%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.15	6.43	1.29	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.50	28.64	1.14	4.1%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.60	23.77	1.17	5.2%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.50	28.64	1.14	4.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.60	23.77	1.17	5.2%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	64.09	70.87	6.78	10.6%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.37	24.21	4.84	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	52.56	59.05	6.49	12.4%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.23	53.46	6.23	13.2%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	52.56	59.05	6.49	12.4%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.23	53.46	6.23	13.2%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S/. / kWh	0.34	0.36	0.02	6.6%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.16	11.89	0.73	6.6%

CUADRO 6.17 Empresa Distribuidora Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	35.34	36.32	0.98	2.8%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.15	6.43	1.29	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.73	28.87	1.14	4.1%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.78	23.95	1.17	5.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	27.73	28.87	1.14	4.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	22.78	23.95	1.17	5.1%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	64.46	71.24	6.78	10.5%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.37	24.21	4.84	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	52.83	59.32	6.49	12.3%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.45	53.68	6.23	13.1%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	52.83	59.32	6.49	12.3%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	47.45	53.68	6.23	13.1%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S/. / kWh	0.34	0.36	0.02	6.5%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.23	11.96	0.73	6.5%

CUADRO 6.18 Empresa Distribuidora Electrosur Medio Sistema Eléctrico Chincha

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	35.03	36.01	0.98	2.8%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	5.15	6.43	1.29	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	27.50	28.64	1.14	4.1%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	22.60	23.77	1.17	5.2%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	27.50	28.64	1.14	4.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	22.60	23.77	1.17	5.2%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	64.09	70.87	6.78	10.6%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	19.37	24.21	4.84	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	52.56	59.05	6.49	12.4%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	47.23	53.46	6.23	13.2%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	52.56	59.05	6.49	12.4%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	47.23	53.46	6.23	13.2%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.34	0.36	0.02	6.6%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.16	11.89	0.73	6.6%

CUADRO 6.19 Empresa Distribuidora Electro Ucayali Sistema Eléctrico Pucallpa

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	33.39	34.54	1.15	3.4%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	5.07	6.34	1.27	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	26.28	27.53	1.25	4.8%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	21.62	22.88	1.26	5.8%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	26.28	27.53	1.25	4.8%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	21.62	22.88	1.26	5.8%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	62.44	69.49	7.05	11.3%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	19.38	24.23	4.85	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	51.38	58.07	6.69	13.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	46.24	52.63	6.39	13.8%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	51.38	58.07	6.69	13.0%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	46.24	52.63	6.39	13.8%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.36	0.39	0.02	6.3%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	12.00	12.77	0.76	6.3%

CUADRO 6.20 Empresa Distribuidora Electro Oriente Sistema Eléctrico Tarapoto

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	27.66	28.91	1.26	4.5%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	4.90	6.12	1.22	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	21.98	23.30	1.32	6.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	18.23	19.53	1.30	7.1%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	21.98	23.30	1.32	6.0%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	18.23	19.53	1.30	7.1%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	54.78	61.75	6.97	12.7%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	18.71	23.39	4.68	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	45.65	52.23	6.57	14.4%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	41.32	47.59	6.27	15.2%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S./ kW-mes	45.65	52.23	6.57	14.4%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S./ kW-mes	41.32	47.59	6.27	15.2%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.44	0.46	0.02	5.2%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	14.49	15.24	0.75	5.2%

CUADRO 6.21 Empresa Distribuidora Electro Oriente Sistema Eléctrico Iquitos

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	25.06	26.32	1.26	5.0%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	4.90	6.12	1.22	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	20.07	21.39	1.32	6.6%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	16.74	18.04	1.30	7.8%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	20.07	21.39	1.32	6.6%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	16.74	18.04	1.30	7.8%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	51.70	58.67	6.97	13.5%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	18.71	23.39	4.68	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	43.43	50.01	6.57	15.1%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	39.46	45.73	6.27	15.9%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	43.43	50.01	6.57	15.1%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	39.46	45.73	6.27	15.9%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.43	0.45	0.02	5.3%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	14.23	14.99	0.75	5.3%

CUADRO 6.22 Empresa Distribuidora Electrosur Sistema Eléctrico Tacna

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	32.55	33.84	1.28	3.9%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	5.35	6.69	1.34	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	25.74	27.12	1.38	5.4%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.27	22.64	1.37	6.4%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	25.74	27.12	1.38	5.4%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.27	22.64	1.37	6.4%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	61.50	68.72	7.23	11.7%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	19.48	24.35	4.87	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	50.74	57.56	6.82	13.4%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	45.71	52.22	6.51	14.2%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	50.74	57.56	6.82	13.4%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	45.71	52.22	6.51	14.2%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.33	0.35	0.02	7.2%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	10.84	11.62	0.78	7.2%

CUADRO 6.23 Empresa Distribuidora Electrocentro Sistema Eléctrico Huancayo

Cargos tarifarios	Unidad	FBP 0.8000 (a)	FBP 1.000 (b)	Diferencia (b-a)	% Variación (b-a)/a x 100
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	36.66	38.42	1.76	4.8%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	6.41	8.01	1.60	25.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	29.12	30.93	1.81	6.2%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	24.13	25.90	1.77	7.3%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	29.12	30.93	1.81	6.2%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	24.13	25.90	1.77	7.3%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	68.33	76.60	8.28	12.1%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	21.19	26.49	5.30	25.0%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	56.22	63.94	7.72	13.7%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	50.59	57.93	7.33	14.5%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	S/. / kW-mes	56.22	63.94	7.72	13.7%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	S/. / kW-mes	50.59	57.93	7.33	14.5%
Tarifa BT5B Cargo por Energia	S./ kWh	0.36	0.38	0.03	7.6%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	ctm. S./ W	11.72	12.62	0.89	7.6%

## 6.1 Resumen de resultados

Teniendo el FBP como valor máximo la unidad y habiendo realizado los escenarios con los valores 0.8 y 1, los resultados del análisis de sensibilidad para una variación del 20% del FBP son los siguientes:

### 6.1.1 Variación promedio de los cargos tarifarios

La variación promedio de los cargos tarifarios para una variación del FBP en 20% fue la siguiente:

Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	25.0%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	4.0%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	6.6%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	5.4%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	6.6%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	5.4%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	25.0%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	11.6%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	14.3%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	13.4%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	14.3%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	13.4%
Tarifa BT5B Cargo por Energía	6.9%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	6.9%

### 6.1.2 Variaciones máximas de los cargos tarifarios

Las variaciones máximas de los cargos tarifarios para una variación del FBP en 20% se muestran en el Cuadro 6.24.

CUADRO 6.24 Variaciones máximas de los cargos tarifarios

<b>Cargo de la tarifario</b>	<b>Variacion</b>	<b>Sistema Eléctrico</b>
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	25.0%	Hidrandina Sistema Eléctrico Trujillo
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	5.8%	Electrosur Este Sistema Eléctrico Cusco
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	8.6%	Electrosur Este Sistema Eléctrico Cusco
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	7.4%	Electrosur Este Sistema Eléctrico Cusco
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	8.6%	Electrosur Este Sistema Eléctrico Cusco
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	7.4%	Electrosur Este Sistema Eléctrico Cusco
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	25.0%	Hidrandina Sistema Eléctrico Trujillo
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	13.5%	Electro Oriente Sistema Eléctrico Iquitos
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	15.9%	Electro Oriente Sistema Eléctrico Iquitos
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	15.1%	Electro Oriente Sistema Eléctrico Iquitos
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	15.9%	Electro Oriente Sistema Eléctrico Iquitos
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	15.1%	Electro Oriente Sistema Eléctrico Iquitos
Tarifa BT5B Cargo por Energía	8.7%	Electrosur Este Sistema Eléctrico Cusco
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	8.7%	Electrosur Este Sistema Eléctrico Cusco

### 6.1.3 Variaciones mínimas de los cargos tarifarios

Las variaciones mínimas de los cargos tarifarios para una variación del FBP en 20% se muestran en el CUADRO 6.25.

CUADRO 6.25 Variaciones mínimas de los cargos tarifarios

<b>Cargo de la tarifario</b>	<b>Variación</b>	<b>Sistema Eléctrico</b>
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	25.0%	Edelnor Sistema Eléctrico Lima Norte
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	2.8%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	5.1%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	4.1%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	5.1%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	4.1%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	25.0%	Electro Ucayali Sistema Eléctrico Pucallpa
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	10.5%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	13.1%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	12.3%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	13.1%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	12.3%	Electrosur Medio Sistema Eléctrico Ica
Tarifa BT5B Cargo por Energía	5.2%	Electro Oriente Sistema Eléctrico Tarapoto
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	5.2%	Electro Oriente Sistema Eléctrico Tarapoto

### 6.1.4 Impacto Económico

Es necesario ver el efecto económico que tiene el FBP sobre las empresas para esto vamos a calcular aproximadamente cuanto pierden mensualmente las empresas Distribuidoras por la diferencia de los valores del FBP. Para ello vamos a asumir ventas de potencia y energía de los sistemas eléctricos para los cuales se calcula el FBP, estas ventas mensuales asumidas se muestran en el Apéndice C. Luego de calcular las tarifas con el FBP vigente para mayo 2002 a abril 2003 y con el FBP

vigente de mayo 2003 a abril 2004 y multiplicarlas por las ventas asumidas se obtiene los resultados que se muestran en el CUADRO 6.26.

CUADRO 6.26 Diferencia en la facturación debido al FBP

<b>Empresa de Distribución</b>	<b>FBP Vigente de Mayo 2002 - Abril 2003 (a)</b>	<b>FBP Vigente de Mayo 2003 - Abril 2004 (b)</b>	<b>Diferencia (a-b)</b>	<b>Efecto Económico S/.</b>
Edelnor	0.9532	0.9374	0.0158	298128
Electrocentro	0.986	0.894	0.0920	69139
Electronoroeste	0.9533	0.8779	0.0754	108126
Electronorte	0.8585	0.8313	0.0272	44752
Hidrandina	0.9229	0.8948	0.0281	91248
Electro Oriente	0.8493	0.8074	0.0419	46400
Electrosur	0.8499	0.8454	0.0045	2792
Electro Sur Este	0.8699	0.8431	0.0268	29343
Electro Puno	1.0198	0.9974	0.0224	13405
Electro Sur Medio	0.9388	0.8934	0.0454	61286
Electro Ucayali	0.878	0.8468	0.0312	15630
Luz del Sur	0.9825	0.9295	0.0530	1184278
Seal	0.9229	0.8635	0.0594	138584

En el CUADRO 6.26 se muestra que los valores de FBP vigentes de mayo 2003 a abril 2004, que son los valores actualmente vigentes, y los valores antiguos que

estuvieron vigentes de mayo 2002 a abril 2003, en la columna diferencia se nota claramente que todos los valores de FBP han disminuido respecto a los valores del año pasado. La columna efecto económico muestra lo que han dejado de percibir las empresas de distribución mensualmente por la disminución de sus cargos tarifarios debido al decremento en los valores de su FBP.

En el caso especial de la empresa Edelnor se ha tomado para realizar este cálculo los los FBPM T ya que esta empresa es la única que cuenta con distintos valores de FBP para sus sistemas eléctricos debido a que utiliza la metodología de cálculo de A.

La empresa Luz del sur es la empresa mas afectada con la disminución de su FBP pues ha dejado de percibir S/. 1 184 278 nuevos soles, mientras que la empresa menos afectada es Electro sur pues ha dejado de percibir S./ 2 792 nuevos soles.

## CONCLUSIONES

1. Las tarifas que mas sufren variación debido al FBP son las MT2 y la BT2 en el cargo por potencia en Hora Fuera de Punta llegando a variar en un 25 % en promedio con una variación del 20% del FBP
2. Las tarifas BT5B y BT6 sufren la misma variación llegando a variar en un promedio 6.9% para una variación del 20% del FBP.
3. Las tarifas de Baja Tensión sufren mayor variación que las tarifas de Media Tensión.
4. Los cargos por potencia en Hora Fuera de Punta son los que sufren mayor variación en las tarifas.
5. La tarifa que sufre mayor variación en promedio es la BT2 y la que sufre menor variación en promedio es la MT4, como se muestra en el cuadro adjunto.

### Variación de los cargos tarifarios debido a la variación del 20% del FBP

<b>Tarifa</b>	<b>% de Variación</b>
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HFP	25.0%
Tarifa BT2 Cargo por Potencia HP	11.6%
<b>Promedio de variación de la tarifa BT2</b>	<b>18.3%</b>
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HFP	14.3%
Tarifa BT3 Cargo por Potencia HP	13.4%
<b>Promedio de variación de la tarifa BT3</b>	<b>13.8%</b>
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HFP	14.3%
Tarifa BT4 Cargo por Potencia HP	13.4%
<b>Promedio de variación de la tarifa BT4</b>	<b>13.8%</b>
Tarifa BT5B Cargo por Energía	6.9%
Tarifa BT6 Cargo por Potencia Activa	6.9%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HFP	25.0%
Tarifa MT2 Cargo por Potencia HP	4.0%
<b>Promedio de variación de la tarifa MT2</b>	<b>14.5%</b>
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HFP	6.6%
Tarifa MT3 Cargo por Potencia HP	5.4%
<b>Promedio de variación de la tarifa MT3</b>	<b>6.0%</b>
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HFP	6.6%
Tarifa MT4 Cargo por Potencia HP	5.4%
<b>Promedio de variación de la tarifa MT4</b>	<b>6.0%</b>

6. La empresa que mas se perjudica económicamente debido a la disminución de su FBP es la empresa Distribuidora de Electricidad Luz del Sur, que deja de percibir S/. 1 184 278 nuevos soles mensuales, esto se debe a varias causas:
  - El FBP calculado para Luz del Sur es el mas bajo de toda su historia
  - La disminución tan grande del FBP que ha sido de 5.7%
  - La cantidad muy grande de clientes que tienen en las tarifas BT2 y MT2 que son las que sufren mayor variación.
  
7. La empresa que menos se ha perjudicado económicamente es la empresa Distribuidora de Electricidad Electrosur con S./ 2 792 nuevos soles mensuales que deja de percibir, esto es debido a:
  - Su FBP se ha mantenido casi constante solo ha disminuido 0.4 %
  - La cantidad de clientes en las tarifas MT2 y BT2 es pequeña.

# APENDICE A

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 1908-2001-OS/CD**

Lima, 11 de octubre de 2001

**VISTOS:**

El informe técnico OSINERG-GART-GDE-2001-014 elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante OSINERG), el informe emitido por la Asesoría Legal Interna N° OSINERG-GART-AL-2001-017 y el informe emitido por la Asesoría Legal Externa N°AL-DC-113-2001.

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

**CONSIDERANDO:**

La Resolución OSINERG N° 1611-2001-OS/CD dispuso la publicación del documento "Proyecto de Norma de las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" en cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento General de OSINERG aprobado por D.S. N° 054-2001-PCM y con el objeto que los interesados remitan por escrito sus observaciones y/o comentarios a la GART de OSINERG.

A consecuencia de la publicación del documento mencionado se recibieron observaciones y comentarios de diversas empresas de distribución eléctrica y usuarios, los mismos que han sido analizados por la GART;

Como resultado de los análisis realizados se ha preparado el documento "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", el mismo que establece las opciones tarifarias y sus condiciones de aplicación;

La aprobación de la Norma señalada en los considerandos que preceden reemplazará, a partir del primero de noviembre de 2001, las Opciones Tarifarias y Condiciones de aplicación de las tarifas a clientes finales que fueron aprobadas mediante Resolución N° 024-97 P/CTE

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; y

**SE RESUELVE:**

Artículo 1º.- Apruébase la Norma titulada "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", que forma parte de la presente Resolución, la misma que entrará en vigencia el primero de noviembre de 2001.

Artículo 2º.- Publíquese como Anexo A el documento original publicado para consulta ciudadana y, como Anexo B, el informe de análisis de las observaciones y comentarios recibidos.

Artículo 3º.- Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2001 la Resolución N° 024-97 P/CTE, complementarias y modificatorias.

Artículo 4º.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y sus anexos consignados en la página web de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG: [www.cte.org.pe](http://www.cte.org.pe).

# **Norma de las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final**

## **I. Definiciones**

Las definiciones señaladas son utilizables únicamente para los fines de aplicación de las opciones tarifarias y condiciones de aplicación de la tarifas aplicables a los usuarios finales.

### **1) Usuarios en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT)**

Son usuarios en media tensión (MT) aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV (kV = kilovoltio) y menor a 30 kV.

Son usuarios en baja tensión (BT) aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.

Los consumos de usuarios en MT podrán ser medidos tanto en media como en baja tensión.

En este último caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación, equivalente a un 2% para el sector típico 1 y de 2,5% para los otros sectores, en el monto total consumido en unidades de potencia y energía. La empresa distribuidora podrá proponer a OSINERG un nuevo valor de recargo por pérdidas de transformación promedio, el cual deberá sustentarse con el promedio de las mediciones de todos sus clientes de Media Tensión que se encuentran medidos en Baja Tensión, para un periodo mínimo de un año.

### **2) Usuarios con Tensiones de Suministro superiores a Media Tensión (MT)**

Las tarifas para aquellos usuarios del servicio público de electricidad, cuyos suministros se efectúen en tensiones iguales o superiores a 30 kV, se obtendrán con la metodología y criterios regulados para los precios en barra según la resolución vigente del OSINERG.

### **3) Horas de Punta (HP) y Horas Fuera de Punta (HFP)**

Se entenderá por horas de punta (HP) el período comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas de cada día de todos los meses del año, exceptuándose a solicitud del cliente, los días

domingo, días de descanso que correspondan a feriados<sup>1</sup> y feriados que coincidan con días de descanso, siempre y cuando, y de ser necesario el usuario asuma los costos de inversión

---

<sup>1</sup> Para efectos de la presente Norma se entenderá por feriados, sólo los feriados nacionales, no se tomara en cuenta los feriados regionales ni departamentales.

correspondientes para la medición adicional.

Se entenderá por horas fuera de punta (HFP) al resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta (HP).

#### 4) Demanda Máxima

Se entenderá por demanda máxima mensual al más alto valor de las demandas integradas en períodos 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 12 meses consecutivos.

#### 5) Periodo de Facturación

El período de facturación es mensual y no podrá ser inferior a veintiocho (28) días calendario ni exceder los treinta y tres (33) días calendario. No deberá haber más de doce (12) facturaciones al año. Podrá aceptarse para la primera facturación del nuevo suministro un periodo menor de 28 días.

## II. Opciones Tarifarias

### 1) Definición de las Opciones Tarifarias

Las opciones tarifarias para usuarios en media tensión (MT) y baja tensión (BT) son las siguientes:

Media Tensión		
Opción Tarifaria	Tipo de Medición	Cargos de Facturación
MT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)  Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa en horas de punta. e) Cargo por exceso de potencia activa en horas fuera de punta. f) Cargo por energía reactiva.
MT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)  Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del mes  Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente en fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa. e) Cargo por energía reactiva.
MT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)  Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa. d) Cargo por energía reactiva.

	<b>Calificación de Potencia:</b> P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente en fuera de punta	
--	--	--

<b>Baja Tensión</b>		
<b>Opción Tarifaria</b>	<b>Tipo de Medición</b>	<b>Cargos de Facturación</b>
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)  Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. Cargo por energía activa en horas de punta. Cargo por energía activa en horas fuera de punta. Cargo por potencia activa en horas de punta. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. Cargo por potencia activa en horas de punta. d) Cargo por exceso de potencia activa en horas fuera de punta. Cargo por energía reactiva.
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)  Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del mes Calificación de Potencia:  P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente en fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. Cargo por potencia activa. Cargo por energía reactiva. d) Cargo por potencia activa. e) Cargo por energía reactiva.
BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)  Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes  Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente en fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. Cargo por energía activa. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa. Cargo por energía reactiva. d) Cargo por potencia activa.
BT5A	Medición de dos energías activas (2E)  Energía: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa en horas fuera de punta
BT5B	Medición de una energía activa (1E)  Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. Cargo por energía activa. b) Cargo por energía activa.
BT6	Medición de una potencia activa (1P)  Potencia: Máxima del mes	a) Cargo fijo mensual. Cargo por potencia activa. b) Cargo por potencia activa.

### III. Fórmulas Tarifarias

#### 1) Definición de Parámetros

Para las fórmulas tarifarias se consideran los siguientes parámetros:

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./ mes).
CFS	Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia (contratada y/o variable) y simple medición de energía o doble medición de energía (S./mes).
CFH	Cargo fijo mensual para opción tarifaria horaria (S./mes).
CER	Cargo por energía reactiva (S./kVAR.h).
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 presentes en 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 presentes en fuera de punta.
CBTTPAP	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para el alumbrado público.
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión.
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de 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 de usuarios de baja tensión.
NHUBTTP	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5 para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.
NHUBTFP	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5 para cálculo de exceso de potencia del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión.
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h).
PEFP	Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h).
PE	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h).
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 ).

## 2) Determinación de Cargos Tarifarios

Los cargos tarifarios para las distintas opciones tarifarias se obtendrán según las fórmulas tarifarias siguientes:

### 2.1) Opción Tarifaria MT2

a) Cargo fijo mensual (S./mes)  
CFH

b) Cargo por energía activa (S./kW.h)

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 activa en horas de punta  
 $(PPMT \times PP + VMTTP) \times FCPPMT$

c.2) Para facturación de exceso de potencia activa en horas fuera de punta  
 $VMTFP \times FCFPMT$

d) Cargo por energía reactiva (S./kVAR.h)  
CER

### 2.2) Opción Tarifaria MT3

a) Cargo fijo mensual (S./mes)  
CFS

b) Cargo por energía activa (S./kW.h)

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 activa de usuarios calificados como presente en punta  
 $(PPMT \times PP + VMTTP) \times CMTTP + (1 - CMTTP) \times VMTFP \times FCFPMT$

c.2) Para facturación de potencia activa de usuarios 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/./kVAR.h)

CER

### **2.3) Opción Tarifaria MT4**

a) Cargo fijo mensual (S/./mes)

CFS

b) Cargo por energía activa (S/./kW.h)

PEMT x PE

c) Cargo por potencia activa (S/./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia activa de usuarios calificados como presente en punta

$$(PPMT \times PP + VMTPP) \times CMTTP + (1 - CMTTP) \times VMTFP \times FCFPMT$$

c.2) Para facturación de potencia activa de usuarios 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/./kVAR.h)

CER

### **2.4) Opción Tarifaria BT2**

a) Cargo fijo mensual (S/./mes)

CFH

b) Cargo por energía activa (S/./kW.h)

b.1) En horas de punta

PEMT x PEBT x PEPP

b.2) En horas fuera de punta

PEMT x PEBT x PEFB

c) Cargo por potencia activa (S/./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia activa en horas de punta

$$(PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times FCPPBT$$

c.2) Para facturación de exceso de potencia activa en horas fuera de punta  
 $VBTFP \times FCFPBT$

d) Cargo por energía reactiva (S/./kVAR.h)  
 CER

### **2.5) Opción Tarifaria BT3**

a) Cargo fijo mensual (S/./mes)  
 CFS

b) Cargo por energía activa (S/./kW.h)

b.1) En horas de punta  
 $PEMT \times PEBT \times PEPP$

b.2) En horas fuera de punta  
 $PEMT \times PEBT \times PEFP$

c) Cargo por potencia activa (S/./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia activa de usuarios calificados como presente en punta  
 $(PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTPP + (1 - CBTPP) \times VBTFP \times FCFPBT$

c.2) Para facturación de potencia activa de usuarios 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/./kVAR.h)  
 CER

### **2.6) Opción Tarifaria BT4**

a) Cargo fijo mensual (S/./mes)  
 CFS

b) Cargo por energía activa (S/./kW.h)  
 $PEMT \times PEBT \times PE$

c) Cargo por potencia activa (S/./kW-mes)

c.1) Para facturación de potencia activa de usuarios calificados como presente en punta  
 $(PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTPP + (1 - CBTPP) \times VBTFP \times FCFPBT$

c.2) Para facturación de potencia activa de usuarios calificados como presente en fuera de punta

$$(PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP + (1 - CBTFP) \times VBTFP \times FCFPBT$$

c.3) Para facturación de potencia activa del alumbrado público

$$(PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) \times CBTPPAP$$

d) Cargo por energía reactiva (S/./kVAR.h)

CER

## 2.7) Opción Tarifaria BT5A

a) Cargo fijo mensual (S/./mes)

CFS

b) Cargo por energía activa (S/./kW.h)

b.1) En horas de punta =  $X_{PA} + Y_{PA}$

b.1.1)  $X_{PA} = PEMT \times PEBT \times PEPP$

b.1.2)  $Y_{PA} = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTPP$

b.2) En horas de fuera de punta =  $PEMT \times PEBT \times PEFP$

c) Cargo por exceso (S/./kW - mes)

VBTPP

El exceso se calculará de la siguiente forma:

$$kW_{exceso} = \left( \frac{EFP}{NHUBTEP} \quad \frac{EPP}{NHUBTPP} \right)$$

El exceso será aplicable sólo cuando el resultado sea positivo.

## 2.8) Opción Tarifaria BT5B

a) Cargo fijo mensual (S/./mes)

CFE

b) Cargo por energía activa (S/./kW.h) =  $b1 + b2$

$b1 = PEMT \times PEBT \times PE$

$b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBT$

## 2.9) Opción Tarifaria BT6

a) Cargo fijo mensual (S./mes)  
CFE

b) Cargo por potencia activa (S./kW-mes) =  $b_1 + b_2$

$b_1 = \text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PE} \times \text{NHUBT}$

$b_2 = \text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} + \text{VMTTP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}$

## IV. Condiciones de Aplicación

### IV.A Generales

#### 1) Elección de la Opción Tarifaria

Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas en el numeral 1.2 Opciones Tarifarias, de la presente de Norma, , teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria, independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas para las opciones tarifarias BT5A, BT5B y BT6 y dentro del nivel de tensión que le corresponda.. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.

Para aquellos usuarios que no cuenten con acuerdos formales con relación al inicio de la elección de la opción tarifaria, ésta deberá computarse anualmente a partir del 1° de mayo de cada año. Para aquellos otros que eligieron una opción tarifaria con anterioridad al presente, el período de inicio será computado a partir de la fecha en que eligieron su opción tarifaria.

La empresa de distribución eléctrica deberá poner a disposición de los usuarios que lo soliciten el registro de los consumos. Asimismo, deberá entregar el registro de las demandas máximas mensuales del sistema eléctrico de los últimos 24 meses.

Con el propósito de cumplir con el Decreto Legislativo N° 716, las empresas de distribución eléctrica, deberán proporcionar a los usuarios que lo soliciten, la información necesaria y suficiente para la elección de su opción tarifaria.

#### 2) Vigencia de la Opción Tarifaria

Salvo acuerdo con las empresas de distribución eléctrica, la opción tarifaria tomada por los usuarios registrá por un plazo de un año. Si no existiera solicitud de cambio, se renovará automáticamente por períodos anuales, manteniéndose la opción tarifaria vigente.

#### 3) Cambio de la Opción Tarifaria

El usuario podrá cambiar de opción tarifaria sólo una vez durante el periodo de vigencia del Contrato y cumpliendo los requisitos mínimos para la medición de los

consumos de la nueva opción tarifaria solicitada. El usuario a efectos que la empresa realice las adecuaciones pertinentes tanto en el sistema de medición como facturación, deberá notificar a la empresa distribuidora su decisión de cambio de opción tarifaria, con una anticipación no menor a 30 días calendario.

El cambio de opción tarifaria no afecta el consumo histórico de la demanda para efectos del cálculo de la potencia variable o para actualizar la potencia contratada.”

#### **4) Facturación**

##### **4.1) Cargo Fijo Mensual**

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se facturará incluso si éste es nulo. El cargo fijo mensual está asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza de la factura.

##### **4.2) Facturación de Energía Activa**

La facturación por energía activa se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa, expresado en kilowatts-hora (kW.h), por el respectivo cargo unitario, según corresponda.

##### **4.3) Facturación de Potencia Activa**

La facturación de potencia activa se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa por el precio unitario correspondiente, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria.

Este cargo se facturará, incluso si el consumo de energía es nulo.

El usuario podrá cambiar la modalidad de facturación de potencia contratada sólo una vez durante el periodo de vigencia del contrato, siempre y cuando cumpla con las condiciones mínimas requeridas para optar la nueva modalidad de facturación de potencia que solicite.

La facturación de potencia se podrá efectuar según las siguientes modalidades a elección del usuario:

##### **4.3.1) Modalidad de Facturación por Potencia Contratada**

El término potencia contratada para fines del presente sólo será utilizada para la facturación de la potencia activa. La potencia contratada será definida por el usuario.

En esta alternativa la potencia a facturar se denomina potencia contratada, y se actuará según el procedimiento definido en las condiciones específicas.

Los usuarios podrán decidir entre dos opciones de contratación de potencia:

##### **4.3.1.1) Potencia Contratada para consumos estacionales**

Los usuarios con regímenes de consumo estacional podrán definir sus potencias contratadas, para las horas de punta y fuera de punta, en cada uno de los periodos estacionales.

Los usuarios solo están permitidos a definir hasta dos (2) periodos estacionales en el término de un año. Dichos periodos se denominarán: periodo estacional alto y periodo estacional bajo.

El periodo estacional alto, esta comprendido por los meses consecutivos donde se presenta los mayores consumos del usuario. El periodo estacional bajo esta comprendido por el resto de meses del año.

Para definir los periodos estacionales, las empresas distribuidoras y los usuarios tendrán en cuenta la estadística del consumo del usuario para los últimos dos años, como máximo, siendo el usuario el responsable de definir dichos periodos.

Si la máxima demanda anual del sistema de distribución, se presentara durante el periodo estacional alto, el usuario deberá compensar a la empresa distribuidora por los mayores gastos originados por la compra de potencia a los generadores. Los usuarios y las empresas distribuidoras deberán definir en sus contratos los mecanismos necesarios para efectuar dicha compensación, de ser necesario.

En cualquier caso, la facturación anual de potencia del usuario no podrá ser superior a la correspondiente a contratar la potencia del periodo estacional alto para todo el año como en la opción de contratación 4.3.1.2.

Esta opción de contratación de potencia solo es válida para las opciones tarifarias MT2 y BT2.

#### **4.3.1.2) Potencia Contratada para consumos no estacionales**

Los usuarios deberán definir sus potencias contratadas, para las horas de punta y fuera de punta, con una validez de un año.

#### **4.3.1.3) Renovación de la Potencia Contratada**

Las potencias contratadas definidas por el usuario tendrán una vigencia anual.

Antes de sesenta (60) días calendario del término de la vigencia de las potencias contratadas, la empresa distribuidora comunicará por escrito a los usuarios el hecho, solicitándoles sus nuevas potencias contratadas, y de no mediar respuesta del usuario en el término de sesenta (60) días calendario, la empresa distribuidora renovara automáticamente las potencias contratadas y la opción tarifaria para un periodo adicional.

#### **4.3.1.4) Modificación de la Potencia Contratada durante el periodo de vigencia**

Durante la vigencia de la potencia contratada, los usuarios podrán variar por una sola vez dicha potencia. Si se trata de un aumento, el usuario deberá notificar a la empresa distribuidora con un plazo de anticipación de treinta (30) días calendario.

En el caso de reducción de potencia y sólo si se han desarrollado nuevas instalaciones o reforzado las instalaciones de las redes de distribución de MT, subestaciones de distribución y redes de BT para dar el suministro a dicho usuario, éste se comprometerá al pago de un remanente por el uso del sistema de distribución, el cual representará la mensualidad correspondiente a la anualidad del valor nuevo de reemplazo del valor agregado de distribución (VAD)). Además, en el caso de la reducción de potencia, el remanente por compra de potencia se aplicará a todos

aquellos usuarios que tengan una reducción mayor a 50 kW, el que será calculado con la potencia que se reduce multiplicada por el precio de potencia de la barra base del sistema eléctrico de distribución, y solo es aplicable por los meses faltantes para el término del contrato. Esto sólo será procedente para usuarios que soliciten una disminución de potencia mayor a 50 kW. El pago del remanente se realizará hasta el término del período de vigencia de la potencia contratada por la demanda que se redujo.

Para cada uno de los periodos horarios, si la potencia contratada es inferior al promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales del usuario incluida la lectura del mes que se factura, durante el periodo de vigencia del contrato, se procederá a actualizar automáticamente su valor. La nueva potencia contratada será igual a dicho promedio.

#### **4.3.1.5) Derechos otorgados por la Potencia Contratada**

Los usuarios podrán utilizar la potencia contratada sin restricciones durante el período de vigencia de dicha potencia.

#### **4.3.2) Modalidad de Facturación por Potencia Variable**

El usuario podrá elegir la modalidad de facturación por potencia variable en lugar de la de potencia contratada sólo cuando tenga los equipos de medición necesarios.

En esta alternativa la potencia a facturar se denomina potencia variable, y se procederá según el procedimiento definido en las condiciones de aplicación específicas.

La potencia variable será determinada como el promedio de las dos mayores demandas máximas del usuario, en los últimos seis meses, incluido el mes que se factura.

#### **4.4) Facturación de Energía Reactiva**

La facturación por energía reactiva se incluirá en las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4 de acuerdo a lo siguiente:

a) Consumo de energía reactiva inductiva hasta el 30% de la energía activa total mensual. Sin cargo alguno.

b) Consumo de energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual

La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en S./kVAR.h), según se muestra en las siguientes relaciones:

Factura = kVAR.h en exceso x CER

CER = Cargo por energía reactiva, expresado en S./kVAR.h

c) Consumo de Energía Reactiva Capacitiva

No está permitido el consumo de energía reactiva capacitiva (inyección de energía reactiva a la red). En todo caso la empresa de distribución eléctrica deberá coordinar con el usuario la forma y plazos para corregir esta situación. De no cumplir con la corrección dentro de los plazos acordados entre la empresa distribuidora y el usuario, el concesionario podrá facturar el total del volumen de la energía reactiva capacitiva registrada por la misma tarifa definida para el costo unitario de la energía reactiva inductiva.

## **5) Determinación de la Potencia Contratada**

La potencia contratada del usuario no podrá ser mayor que la potencia conectada solicitada por el mismo para su suministro.

La potencia contratada se determinará mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos adecuados.

La potencia conectada o carga conectada, para los fines de la presente Norma, es la potencia nominal de las instalaciones de alumbrado, artefactos, equipos, motores, etc. Calculados de acuerdo a lo previsto en la presente Norma (numeral 5.2) y que se encuentran conectados al sistema de utilización del usuario.

### **5.1) Usuarios en Media Tensión (MT)**

Alternativamente, el usuario podrá solicitar una potencia contratada distinta a su potencia conectada o aquella potencia contratada determinada mediante la medición de la demanda máxima. En este caso, la empresa de distribución eléctrica podrá exigir la instalación de equipos limitadores de potencia, especificados por ella misma, la que será de cargo del usuario.

Los equipos limitadores de potencia podrán ser colocados en los circuitos de baja tensión del usuario.

### **5.2) Usuarios en Baja Tensión (BT)**

Cuando la demanda máxima no se mida se determinará como sigue:

A la potencia instalada en el alumbrado se sumará la potencia del resto de la carga conectada, estimada de acuerdo a la siguiente tabla:

Número de Motores Artefactos o Eléctricos o Conectados	Potencia Máxima estimada como porcentaje (%) de la carga conectada
1	100
2	90
3	80
4	70
5 o más	60

Cada aparato de calefacción se considerará como motor para efectos de aplicar esta tabla.

Los valores de potencia máxima que resulten de aplicar esta tabla deberán modificarse, si es necesario, de forma tal que la potencia máxima estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande, o que el 90% de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes, o que el 80% de la potencia sumada de los tres artefactos o motores más grandes.

Se entenderá como carga conectada en motores o artefactos la potencia nominal de estos equipos.

Alternativamente el usuario podrá solicitar potencias contratadas distintas de las determinadas mediante el procedimiento anterior. En este caso, la empresa de distribución eléctrica podrá exigir la instalación de un limitador o de limitadores, en caso que ello sea necesario, los que serán de cargo del usuario.

#### **6) Facturación en un Mes con Dos o Más Pliegos Tarifarios**

Cuando durante el período de facturación se presenten dos o más pliegos tarifarios, se deberá calcular el monto a facturar, proporcionalmente a los días respectivos de cada pliego considerando las tarifas vigentes en cada uno de ellos. Para ello se determinará un pliego tarifario con todos los cargos de la opción tarifaria ponderados en función al número de días de vigencia de cada pliego tarifario.

### **IV.B Específicas**

#### **1) Opciones Tarifarias MT2 y BT2**

Estas tarifas consideran precios diferenciados para la facturación de potencia según si ésta se efectúa en horas de punta o bien en horas fuera de punta.

##### **1.1) Usuarios No Estacionales**

La facturación por potencia comprende lo siguiente:

##### **1.1.1) Facturación de Potencia en Horas de Punta**

Esta facturación es igual al producto de la potencia a facturar en horas de punta por el cargo mensual de la potencia de punta.

### **1.1.2) Facturación de Potencia en Horas Fuera de Punta**

Esta facturación es igual al producto del exceso de potencia en horas fuera de punta por el cargo mensual de potencia de fuera de punta.

El exceso de potencia en horas fuera de punta es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en horas fuera de punta menos la potencia a facturar en horas de punta, siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero.

### **1.2) Usuarios Estacionales**

Esta modalidad asume que el periodo estacional alto de los usuarios no es coincidente con el periodo de punta del sistema de distribución y que además no origina mayores costos a la empresa distribuidora ante su suministrador. Si este no fuera el caso y existe un perjuicio a la empresa distribuidora, los usuarios deberán acordar con la empresa distribuidora una compensación, según lo indicado en las condiciones generales.

En esta modalidad, la facturación por potencia comprende:

#### **1.2.1) Facturación de Potencia en Horas de Punta**

Esta facturación es igual al producto de la potencia a facturar en horas de punta, del periodo estacional bajo, por el cargo mensual de la potencia de punta.

#### **1.2.2) Facturación de Potencia en Horas Fuera de Punta**

Esta facturación es igual al producto del exceso de potencia por el cargo mensual de potencia de fuera de punta.

El exceso de potencia es igual a la diferencia entre la máxima potencia a facturar del usuario, sea en cualquier periodo horario o estacional, menos la potencia a facturar en horas de punta, del periodo estacional bajo, siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero.

## **2) Opciones Tarifarias MT3, MT4, BT3 y BT4**

Estas tarifas consideran precios diferenciados para la facturación de potencia activa según si los usuarios se encuentran calificados como presentes en punta o presentes en fuera de punta.

La facturación por potencia es igual al producto de la potencia a facturar por el cargo de potencia respectivo.

### **2.1) Calificación del Usuario**

La calificación del usuario será efectuada por la empresa de distribución eléctrica según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta.

El usuario será calificado como presente en punta cuando:

El cociente entre la demanda media del usuario en horas de punta y su demanda máxima es mayor o igual a 0,5, entendiéndose por demanda media al consumo de

energía en horas de punta de todos los días del mes exceptuándose los días domingo, días de descanso que correspondan a feriados y feriados que coincidan con días de descanso dividido por el número de horas de punta correspondiente.

En caso contrario, el usuario deberá ser calificado como presente en fuera de punta.

Para aquellos usuarios que no cuenten con equipos de medición adecuados para efectuar la calificación, la empresa de distribución eléctrica instalará equipos de medición apropiados para efectuar los registros correspondientes por un período mínimo de siete (7) días calendario consecutivos.

Cualquier reclamo sobre la calificación deberá ser efectuado ante la empresa de distribución eléctrica. De no ser atendido por la empresa de distribución eléctrica en el término de 30 días calendario, el usuario podrá solicitar su recalificación ante el OSINERG.

El OSINERG para fines de verificación de la calificación podrá solicitar a la empresa de distribución la instalación de equipos de medición por un periodo mayor.

## **2.2) Vigencia de la Calificación para las opciones tarifarias MT3, MT4, BT3 y BT4**

a) Suministros con Medición Adecuada de Potencia y Energía para Calificación La calificación se realizará mensualmente de acuerdo a las lecturas realizadas al suministro y se actualizará automáticamente según lo definido en el numeral 2.1.

b) Suministros sin Medición Adecuada de Potencia y Energía para Calificación

El usuario, de acuerdo con la empresa de distribución eléctrica, definirá el período de vigencia de la calificación, pero considerando que dicho período no podrá ser menor de 3 meses ni mayor de un año.

Antes de quince (15) días calendario de cumplirse el período de vigencia de la calificación, la empresa de distribución eléctrica comunicará al usuario si desea que se le efectúe una nueva calificación, de no mediar respuesta en el término de quince (15) días calendario, la empresa asumirá que el usuario desea mantener su calificación. La empresa de distribución eléctrica podrá efectuar las mediciones necesarias, para modificar la calificación.

## **3) Opciones Tarifarias BT5A, BT5B y BT6**

### **3.1) Opciones Tarifarias BT5A y BT5B**

Sólo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en baja tensión (BT) con demanda máxima mensual de hasta 20 kW o aquellos usuarios que instalen un limitador de potencia de 20 kW nominal en horas de punta.

### **3.2) Opción Tarifaria BT6**

Sólo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en baja tensión (BT) con una alta participación en la hora punta, tales como avisos luminosos, cabinas telefónicas y semáforos, no comprendiéndose el uso residencial.

La empresa podrá solicitar al usuario que instale un limitador de potencia con la finalidad de garantizar que su demanda no exceda el límite de la potencia contratada.

# APÉNDICE B

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA**  
**OSINERG N° 2120-2001-OS/CD**

Lima, 15 de octubre de 2001

**VISTOS:**

El informe técnico OSINERG-GART-GDE-2001-017 elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART), el informe emitido por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2001-020 y el informe emitido por la Asesoría Legal Externa AL-DC-115-2001.

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

**CONSIDERANDO:**

El OSINERG de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3° de la Ley 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y el Artículo 27° de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios de electricidad;

Mediante Resolución N° 023-97 P/CTE, la ex-Comisión de Tarifas Eléctricas (hoy OSINERG) estableció los Valores Agregados de Distribución, en adelante VAD, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario cuyo inicio de vigencia fue el 01 de noviembre de 1997, debiendo regir hasta el 31 de octubre de 2001;

El proceso de Regulación Tarifaria, conforme se señala en el Informe OSINERG-GART-GDE-2001-017, se ha llevado a cabo partiendo con la designación de los Sectores de Distribución Típicos por parte del Ministerio de Energía y Minas y la selección de las empresas modelo representativas de cada sector, pasando luego por los estudios encargados por las empresas distribuidoras a Consultores precalificados por el OSINERG. Asimismo, el OSINERG se encargó de la supervisión de los estudios.

Mediante la Resolución N° 1612-2001-OS/CD, OSINERG convocó la realización de una Audiencia Pública para que las empresas de distribución eléctrica responsables y consultores encargados de elaborar los estudios de las tarifas de distribución eléctrica realicen una exposición del contenido del estudio y sustenten los resultados obtenidos, así como, para recibir opiniones de los usuarios e interesados;

Seguidamente, el OSINERG presentó sus observaciones al Informe Final incluyendo las observaciones que se presentaran en la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone (Art. 68°) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG deberá establecer los VAD para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema, para luego, de conformidad a lo previsto en los artículos 69° y 70° de la LCE, estructurar un conjunto de Precios Básicos para cada Concesión y calcular la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución Eléctrica.

El artículo 71° de la LCE establece que si las tasas antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE, los VAD que les dan origen serán definitivos, cual es el caso de la presente regulación; y en virtud a lo dispuesto en el Artículo 72° de la LCE y 151° de su Reglamento corresponde a OSINERG, en cumplimiento a su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Reajuste, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2001, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los Artículos 139° y 147° del Reglamento;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

#### **SE RESUELVE:**

**Artículo 1°** .- Fíjese los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario a que se refiere el artículo 43° , incisos b) y d), y el artículo 44° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

#### **1. Definición de Parámetros**

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes).
CFS	Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia (contratada y/o variable) y simple medición de energía o doble medición de energía (S./mes).
CFH	Cargo fijo mensual para opción tarifaria horaria (S./mes).

CER	Cargo por energía reactiva (S/./kVAR.h).
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 presentes en fuera de punta.
CBTPP	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 presentes en fuera de punta.
CBTPPAP	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para el alumbrado público.
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión.
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión.
<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
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 de usuarios de baja tensión.
NHUBTPP	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5 para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.
NHUBTFP	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5 para cálculo de exceso de potencia del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión.

PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h).
PEFP	Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h).
PE	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h).
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-mes).
VMTPP	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).
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S/./kW-mes).
VADMT <sub>p</sub>	Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes).
VADBT <sub>p</sub>	Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes).

## 2. Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución en Media Tensión (VADMT) y en Baja Tensión (VADBT) para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la R.D. N° 005-2001-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por kW-mes (S/./kW-mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
VADMT	9.863	7.687	12.432	23.907
VADBT	34.755	30.969	41.705	39.432

Los Cargos Fijos para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la R.D. N° 005-2001-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por cliente-mes (S/./cliente-mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CFE	1.887	1.800	1.864	1.892
CFS	3.749	3.749	3.104	2.841

CFH	5.900	5.900	3.891	4.088
-----	-------	-------	-------	-------

Los Valores Agregados VMTPP, VMTFP, VBTPP y VBTFP por empresa de distribución eléctrica se determinarán con las siguientes expresiones:

$$\text{VMTFP} = \text{VADMT}_p \times \text{FBP}$$

$$\text{VMTPP} = \text{PTPMT} \times \text{VMTFP}$$

$$\text{VBTFP} = \text{VADBT}_p \times \text{FBP}$$

$$\text{VBTPP} = \text{PTPBT} \times \text{VBTFP}$$

Los  $\text{VADMT}_p$  y  $\text{VADBT}_p$  deberán ser calculados por las empresas de distribución eléctrica a partir de los Valores Agregados de Distribución fijados por sector típico y los factores de ponderación del VADMT y VADBT establecidos mediante la Resolución N° 1794-2001-OS/CD.

El término FBP representa el equilibrio entre la facturación de potencia a los usuarios y la potencia coincidente con la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica.

### 3. Parámetros de Cálculo Tarifario

#### 3.1 Factores de Expansión de Pérdidas

##### 3.1.1 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2001 hasta el 31 de octubre de 2002

###### 3.1.1.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0196	1.0268	1.1282	1.1510
Luz del Sur	1.0196	1.0268	1.1282	1.1510

###### 3.1.1.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0222	1.0375	1.1282	1.1824
Edelnor	1.0222	1.0375	1.1282	1.1824
Electro Oriente	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Puno	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Sur Este	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Sur Medio	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Ucayali	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918

Electrocentro	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electronoroeste	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electronorte	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electrosur	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Empresas municipales y otros	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Hidrandina	1.0213	1.0372	1.1904	1.2371
Seal	1.0278	1.0436	1.1480	1.1973

### 3.1.1.3 Sector Típico 3

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Coelvisa	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Edecañete	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Edelnor	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Electro Oriente	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Puno	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Este	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Medio	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Ucayali	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrocentro	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronoroeste	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronorte	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrosur	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Hidrandina	1.0246	1.0475	1.2099	1.2824
Seal	1.0311	1.0541	1.1662	1.2396

### 3.1.1.4 Sector Típico 4

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edelnor	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Electro Puno	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Este	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Medio	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrocentro	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronorte	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337

Electrosur	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Hidrandina	1.0246	1.0475	1.2099	1.2824
Seal	1.0311	1.0541	1.1662	1.2396

### 3.1.2 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2002 hasta el 31 de octubre de 2003

#### 3.1.2.1 Sector Típico 1

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edelnor	1.0185	1.0255	1.1215	1.1428
Luz del Sur	1.0185	1.0255	1.1215	1.1428

#### 3.1.2.2 Sector Típico 2

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edecañete	1.0211	1.0362	1.1215	1.1738
Edelnor	1.0211	1.0362	1.1215	1.1738
Electro Oriente	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Puno	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Sur Este	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Sur Medio	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Ucayali	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electrocentro	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electronoroeste	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electronorte	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electrosur	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Empresas municipales y otros	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Hidrandina	1.0204	1.0359	1.1701	1.2165
Seal	1.0256	1.0411	1.1371	1.1855

#### 3.1.2.3 Sector Típico 3

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Coelvisa	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Edecañete	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144

Edelnor	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144
Electro Oriente	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Puno	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Este	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Medio	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Ucayali	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrocentro	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronoroeste	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronorte	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrosur	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Hidrandina	1.0238	1.0462	1.1890	1.2602
Seal	1.0290	1.0515	1.1550	1.2269

#### 3.1.2.4 Sector Típico 4

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edelnor	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144
Electro Puno	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Este	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Medio	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrocentro	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronorte	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrosur	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Hidrandina	1.0238	1.0462	1.1890	1.2602
Seal	1.0290	1.0515	1.1550	1.2269

#### 3.1.3 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2003 hasta el 31 de octubre de 2004

##### 3.1.3.1 Sector Típico 1

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edelnor	1.0175	1.0242	1.1148	1.1347
Luz del Sur	1.0175	1.0242	1.1148	1.1347

## 3.1.3.2 Sector Típico 2

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edecañete	1.0201	1.0349	1.1148	1.1652
Edelnor	1.0201	1.0349	1.1148	1.1652
Electro Oriente	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Puno	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Sur Este	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Sur Medio	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Ucayali	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electrocentro	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electronoroeste	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electronorte	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electrosur	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Empresas municipales y otros	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Hidrandina	1.0196	1.0347	1.1505	1.1965
Seal	1.0234	1.0385	1.1264	1.1739

## 3.1.3.3 Sector Típico 3

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Coelvisa	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Edecañete	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Edelnor	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Electro Oriente	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Puno	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Este	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Medio	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Ucayali	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrocentro	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronoroeste	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronorte	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrosur	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111

Hidrandina	1.0229	1.0450	1.1688	1.2388
Seal	1.0268	1.0489	1.1439	1.2145

### 3.1.3.4 Sector Típico 4

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edelnor	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Electro Puno	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Este	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Medio	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrocentro	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronorte	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrosur	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Hidrandina	1.0229	1.0450	1.1688	1.2388
Seal	1.0268	1.0489	1.1439	1.2145

### 3.1.4 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2004 hasta el 31 de octubre de 2005

#### 3.1.4.1 Sector Típico 1

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edelnor	1.0165	1.0229	1.1083	1.1267
Luz del Sur	1.0165	1.0229	1.1083	1.1267

#### 3.1.4.2 Sector Típico 2

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edecañete	1.0190	1.0336	1.1083	1.1568
Edelnor	1.0190	1.0336	1.1083	1.1568
Electro Oriente	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Puno	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Sur Este	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Sur Medio	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Ucayali	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electrocentro	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electronoroeste	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604

Electronorte	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electrosur	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Empresas municipales y otros	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Hidrandina	1.0187	1.0334	1.1315	1.1772
Seal	1.0213	1.0360	1.1159	1.1625

### 3.1.4.3 Sector Típico 3

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Coelvisa	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Edecañete	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Edelnor	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Electro Oriente	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Puno	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Este	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Medio	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Ucayali	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrocentro	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronoroeste	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronorte	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrosur	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Hidrandina	1.0220	1.0437	1.1492	1.2181
Seal	1.0246	1.0463	1.1331	1.2023

### 3.1.4.4 Sector Típico 4

<b>Empresa</b>	<b>PEMT</b>	<b>PPMT</b>	<b>PEBT</b>	<b>PPBT</b>
Edelnor	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Electro Puno	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Este	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Medio	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrocentro	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronorte	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrosur	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Hidrandina	1.0220	1.0437	1.1492	1.2181

Seal	1.0246	1.0463	1.1331	1.2023
------	--------	--------	--------	--------

### 3.2 Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

El factor de corrección PTPMT y PTPBT que ajusta el VADMT y VADBT respectivamente son los siguientes:

<b>Empresa</b>	<b>PTPMT</b>	<b>PTPBT</b>
Coelvisa	0.9600	0.9900
Edecañete	0.8416	0.9840
Edelnor	0.8628	0.9083
Electro Oriente	0.8909	0.9835
Electro Puno	0.9040	0.9765
Electro Sur Este	0.9411	0.9637
Electro Sur Medio	0.6632	0.9737
Electro Ucayali	0.7839	0.9859
Electrocentro	0.9539	0.9807
Electronoroeste	0.8081	0.9850
Electronorte	0.8688	0.9720
Electrosur	0.8341	0.9832
Hidrandina	0.8568	0.9723
Luz del Sur	0.9072	0.9035
Seal	0.8984	0.9490

Para los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros, y sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima menor a 12 MW se propone los valores del PTPMT y PTPBT iguales a 0.9900 y 0.9900 respectivamente.

### 3.3 Factores de Coincidencia

	<b>Sector 1</b>	<b>Sector 2</b>	<b>Sector 3</b>	<b>Sector 4</b>
FCPPMT	0.878	0.920	0.750	0.750
FCFPMT	0.871	0.799	0.713	0.713

FCPPBT	0.890	0.926	0.752	0.752
FCFPBT	0.770	0.778	0.576	0.576

### 3.4 Factores de Contribución a la Punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CMTTP	0.739	0.679	0.770	0.770
CMTFP	0.443	0.530	0.380	0.380
CBTPP	0.650	0.666	0.660	0.660
CBTFP	0.409	0.559	0.280	0.280
CBTPPAP	1.000	1.000	1.000	1.000

### 3.5 Número de Horas de Uso de Baja Tensión

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
NHUBT	405	330	300	275
NHUBTTP	120	120	120	120
NHUBTFP	570	570	570	570

### 3.6 Factores de Economía de Escala

#### 3.6.1 Sector Típico 1

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9970	0.9860	0.9950
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9940	0.9710	0.9910
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9910	0.9570	0.9870

#### 3.6.2 Sector Típico 2

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9835	0.9894	0.9900

Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9673	0.9789	0.9800
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9515	0.9686	0.9700

### 3.6.3 Sector Típico 3

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9901	0.9905	0.9988
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9803	0.9811	0.9975
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9706	0.9719	0.9963

### 3.6.4 Sector Típico 4

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9855	0.9851	0.9952
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9713	0.9705	0.9905
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9573	0.9561	0.9858

### 3.7 Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$\text{CER} = 0.0428 \text{ S/./kVAR.h}$$

### 3.8 Factor de Ponderación del Precio de la Energía (Ep)

El valor  $E_p$  se calculará anualmente a nivel de empresa distribuidora, para los sistemas interconectados y sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima superior a 12 MW, y será igual al promedio de los valores de los últimos dos años calendario. Dicho cálculo tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año.

$$E_p = \frac{(a - c - e)}{(a - c - e) + (b - d - f)}$$

Donde:

La energía anual entregada a los sistemas de distribución eléctrica 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 MT2, MT3 y clientes libres en media tensión) 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 BT2, BT3, BT5A y clientes libres en baja tensión) 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 período de facturación con los ajustes que fueran necesarios.

El valor  $E_p$  se aplicará para calcular el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (PE) de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B y BT6.

$$PE = E_p \times PEPP + (1 - E_p) \times PEPF$$

Las empresas deberán comunicar a OSINERG los resultados y el sustento respectivo con un mínimo de quince días previos a su aplicación en los formatos que se establezcan para tal fin. OSINERG podrá disponer su corrección fundadamente.

Para los sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima menor a 12 MW, y mientras no se efectúen los cálculos, el valor del  $E_p$  será de 0.35, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante OSINERG de acuerdo con las fórmulas antes referidas para los sistemas interconectados.

Para el período Noviembre 2001 - Abril 2002, las empresas de distribución eléctrica aplicarán el valor  $E_p$  fijado mediante la Resolución N° 008-2001 P/CTE.

### **3.9 Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas Punta (FBP)**

Las ventas de energía y potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12 MW de demanda máxima, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de evitar la 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 de distribución eléctrica se determinará anualmente el factor de balance de potencia en horas punta (FBP) que afectará los correspondientes valores agregados de distribución. Las empresas de distribución eléctrica presentarán a OSINERG para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a los procedimientos, formatos y medios establecidos en la Resolución N° 012-98 P/CTE o aquella que la sustituya.

La potencia teórica coincidente (PTC) será la suma de los siguientes componentes:

PTCB: La PTC de las tarifas MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4, clientes libres en MT y BT 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.

PTCM: La PTC de las tarifas BT5A, BT5B y BT6 se obtendrá a partir de la facturación de energía y del número de horas de uso correspondiente.

PPR: Las pérdidas de potencia reconocidas serán calculadas según los factores de expansión de pérdidas.

El valor de PTC no podrá ser mayor que la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica, 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.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar anualmente a OSINERG la aprobación de los resultados presentando el sustento respectivo a más tardar el 28 de febrero de cada año en los formatos que establezca OSINERG.

Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW el valor de FBP será de 1.0, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante OSINERG de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 012-98 P/CTE o aquella que la sustituya.

Para el período Noviembre 2001 - Abril 2002, las empresas de distribución eléctrica continuarán aplicando el valor del FBP fijado mediante la Resolución N° 007-2001 P/CTE.

### **3.10 Precios en Barra Equivalente de Media Tensión (PEPP, PEFP, PE y 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 eléctrica, según la metodología regulada por OSINERG para los Precios en Barra.

En tanto la Resolución Precios en Barra, u otra específica, no regule de manera diferente, 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 de distribución eléctrica deberán solicitar a OSINERG 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 2º**.- Fíjese las fórmulas de actualización de los Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos según lo establecido en el artículo 73º de la LCE.

**A) Factor de actualización (FAVADMT) del VADMT**

**B)**

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{D}{D_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DMT \times \frac{IPA1}{IPA1_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de AMT, BMT, CMT y DMT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
AMT	0.8400	0.7680	0.7353	0.6581
BMT	0.1100	0.1740	0.1766	0.1995
CMT	0.0300	0.0000	0.0000	0.0000
DMT	0.0200	0.0580	0.0881	0.1424

Siendo:

AMT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT

- BMT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT
- CMT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT
- DMT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

**B) Factor de actualización (FAVADBT) del VADBT**

$$\text{FAVADBT} = \text{ABT} \times \frac{\text{IPM}}{\text{IPM}_0} + \text{BBT} \times \frac{\text{D}}{\text{D}_0} + \text{CBT} \times \frac{\text{IPCu}}{\text{IPCu}_0} \times \frac{\text{D}}{\text{D}_0} + \text{DBT} \times \frac{\text{IPA1}}{\text{IPA1}_0} \times \frac{\text{D}}{\text{D}_0}$$

El valor de ABT, BBT, CBT y DBT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
ABT	0.8800	0.8450	0.7631	0.7623
BBT	0.0300	0.0460	0.1245	0.1824
CBT	0.0300	0.0000	0.0000	0.0000
DBT	0.0600	0.1090	0.1124	0.0553

Siendo:

- ABT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADBT
- BBT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADBT
- CBT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADBT
- DBT : 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)**

$$\text{FACFE} = \text{FACFS} = \text{FACFH} = \frac{\text{IPM}}{\text{IPM}_0}$$

**D) Factor de actualización (FACER) del Cargo por Energía Reactiva (CER)**

$$\text{FACER} = \frac{\text{D}}{\text{D}_0}$$

### E) Definición de los parámetros utilizados en las fórmulas de actualización

$$D = TC \times (1 + TA)$$

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.

Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior.

- IPCu : Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres.

Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".

- IPAl : 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 fórmulas de actualización son:

TC <sub>0</sub> (S./US\$)	:	3.484
TA <sub>0</sub> (%)	:	12%
D <sub>0</sub> (S./US\$)	:	3.902
IPM <sub>0</sub>	:	154.390705
IPCu <sub>0</sub> (ctv. US\$/lb)	:	80.90
IPAl <sub>0</sub> (US\$/tn)	:	1540.36

El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC<sub>0</sub>) corresponde al 30/09/2001.

El valor base de la tasa arancelaria (TA<sub>0</sub>) es la vigente al 30/09/2001.

El valor base del índice de precios al por mayor (IPM<sub>0</sub>) corresponde al mes de setiembre de 2001.

El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en junio de 2001.

El valor base del precio 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 (22/06/2001).

**Artículo 3°.-** Los pliegos tarifarios serán calculados de conformidad con la Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD que aprueba la Norma de Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final. Los pliegos tarifarios serán actualizados cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

Cuando los precios en barra sean variados por parte de las empresas de generación eléctrica según la regulación vigente para dichos precios.

Cuando alguno de los factores de actualización FAVADMT, FAVADBT, FACFE, FACFS y FACFH se incremente o disminuya en más de 3% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

**Artículo 4°.-** Para efectos de la compensación por racionamiento de energía y potencia a que se refiere el artículo 168° del Reglamento de la LCE, para la opción

tarifaria BT5A serán considerados como precio de energía los valores b.1.1 y b.2, y como potencia el b.1.2. y c; para las opciones tarifarias BT5B y BT6, los valores a utilizar como precios de energía y potencia serán los correspondientes a los valores b1 y b2, respectivamente establecidos en la Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD.

**Artículo 5°** .- Las empresas de distribución eléctrica aplicarán las disposiciones tarifarias de los artículos precedentes para determinar los pliegos tarifarios a usuario final, debiendo remitir previamente a su publicación en cada oportunidad copia suscrita por su representante legal a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG 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 6°**.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del primero de noviembre de 2001.

**Artículo 7°**.- Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2001 la Resolución N° 023-97 P/CTE, complementarias y modificatorias.

**Artículo 8°**.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada en la página web de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG ([www.cte.org.pe](http://www.cte.org.pe)).

# APENDICE C

## CUADRO DE VENTAS ASUMIDAS POR SISTEMA ELÉCTRICO – CUADRO 1 de 3

Tarifa	Horario	Lima Norte	Huacho-Supe-Barranca	Huaral-Chancay	Huancayo	Chiclayo	Trujillo	Chimbote
MT2	PHP	9828.8	608.5	249.0	175.3	1168.6	2096.2	4394.0
	PHFP	9852.1	687.0	637.2	436.7	6715.0	5388.1	11711.5
BT2	PHP	4160.1	32.3	2.2	11.2	70.5	76.7	3.8
	PHFP	4571.4	81.3	21.5	44.9	108.3	568.8	13.7
MT3	PHP	60431.1	2912.6	1907.1	321.3	3661.9	6216.1	2288.9
	PHFP	44173.5	4146.4	4583.7	1980.4	5854.1	8669.1	12723.3
MT4	PHP	32782.3	433.0	685.0	71.3	1510.3	1443.3	788.4
	PHFP	14476.1	431.5	1109.1	1233.2	2022.0	2258.8	1603.7
BT3	PHP	14039.8	155.2	98.2	57.2	243.8	919.9	67.4
	PHFP	22356.3	77.3	303.1	67.0	473.1	1199.1	91.2
BT4	PHP	14089.1	170.8	280.8	161.0	830.7	858.8	59.4
	PHFP	24925.9	373.7	261.6	512.5	1030.7	817.9	180.7
BT6	PTOT	640.5	16.1	0.6	47.4	22.6	104.2	24.9
BT5	ETOT	132125719.0	4180946.5	2395228.6	5029575.5	11954839.1	14139757.2	6069184.1

**PHP: Potencia en Hora Punta (kW)**

**PHFP: Potencia en Hora Fuera de Punta (kW)**

**PTOT: Potencia Total (kW)**

**ETOT: Energía Total (kW-h)**

**CUADRO DE VENTAS ASUMIDAS POR SISTEMA ELÉCTRICO – CUADRO 2 de 3**

Tarifa	Horario	Caraz-Huaraz-Huaral	Piura	Sullana-El arenal-Paita	Iquitos	Tarapoto	Tacna	Cusco
MT2	PHP	0.0	858.2	1416.9	1550.8	1366.9	567.5	1113.9
	PHFP	0.0	2616.3	4646.5	312.7	1503.1	949.5	392.8
BT2	PHP	0.0	0.6	0.0	9.0	28.7	68.5	85.8
	PHFP	0.0	30.4	0.0	0.8	82.1	3.2	57.5
MT3	PHP	453.3	3175.7	8389.6	1771.9	202.0	1257.5	749.8
	PHFP	1196.0	5120.3	10516.7	4500.2	1068.1	1772.8	1637.8
MT4	PHP	469.3	1017.6	1579.6	1102.2	161.0	734.1	1130.0
	PHFP	453.0	1319.8	1817.5	2877.6	2730.0	1007.6	1023.0
BT3	PHP	6.6	311.6	4.4	57.6	0.0	141.7	77.8
	PHFP	295.6	144.8	26.1	89.4	27.4	92.5	547.0
BT4	PHP	72.7	193.6	30.3	165.2	14.4	159.7	604.8
	PHFP	54.7	189.2	25.9	387.9	141.7	8.7	908.4
BT6	PTOT	4.0	79.2	13.7	24.8	0.0	37.2	109.9
BT5	ETOT	2245014.3	6341055.3	2995314.8	5334150.9	3013368.5	4737735.5	6790080.8

PHP: Potencia en Hora Punta (kW)

PHFP: Potencia en Hora Fuera de Punta (kW)

PTOT: Potencia Total (kW)

ETOT: Energía Total (kW-h)

### CUADRO DE VENTAS ASUMIDAS POR SISTEMA ELÉCTRICO – CUADRO 3 de 3

Tarifa	Horario	Puno	Ica	Pisco	Chincha	Pucallpa	Lima Sur	Arequipa
MT2	PHP	1263.3	1547.4	553.0	1232.8	855.7	8835.5	497.3
	PHFP	411.1	10312.2	809.2	3970.8	2106.5	8460.3	873.3
BT2	PHP	77.7	20.2	102.3	15.8	5.3	4802.7	205.8
	PHFP	124.1	263.4	206.7	145.7	6.1	3462.8	344.0
MT3	PHP	517.1	2068.8	1424.6	2663.5	4210.7	74609.4	8865.5
	PHFP	2726.2	3361.2	1638.6	3256.3	6232.9	53250.0	8735.9
MT4	PHP	510.1	2069.1	846.3	2386.3	99.7	39796.2	1782.7
	PHFP	832.6	3063.5	1158.5	1243.2	164.1	17545.3	4373.9
BT3	PHP	0.0	315.5	15.2	18.8	100.0	22362.0	166.0
	PHFP	69.6	97.2	13.4	0.0	159.3	34523.4	353.5
BT4	PHP	210.8	173.1	44.4	135.9	85.7	30688.0	995.3
	PHFP	392.7	457.1	42.6	294.4	170.0	45359.1	5569.3
BT6	PTOT	22.7	9.8	3.8	9.4	0.0	1419.7	43.0
BT5	ETOT	3879570.4	4776256.9	1790295.9	2624249.6	3455901.4	150798632.0	16300388.7

**PHP: Potencia en Hora Punta (kW)**

**PHFP: Potencia en Hora Fuera de Punta (kW)**

**PTOT: Potencia Total (kW)**

**ETOT: Energía Total (kW-h)**

# APENDICE D

## **EJEMPLOS PRÁCTICOS DE ELECCIÓN DE LA TARIFA**

### **MAS CONVENIENTE**

Los usuarios del servicio público de electricidad, con demandas relativamente significativas, tienen la posibilidad de minimizar los montos de sus facturas de consumo mediante la correcta elección de una de las opciones tarifarias consideradas en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Para ello se han establecido 9 opciones tarifarias que pueden ser elegidos libremente por los consumidores.

#### **Diez criterios básicos para hacer un correcta elección:**

Para seleccionar una opción tarifaria, el usuario debe, en primer lugar, conocer sus demandas de potencia y energía, así como su distribución dentro de los horarios de punta y fuera de punta, ello es posible en virtud al diagrama de carga con que cuenta cada cliente. En los consumos registrados se puede obtener la estadística de la potencia empleada (demanda máxima) y de energía (energía efectivamente consumida) mensual. Con esta información, el cliente esta en posición de elegir la opción tarifaria que le permita reducir la facturación anual de su consumo.

Se recomienda tener presente los siguientes criterios, antes de realizar la elección de una opción tarifaria.

- 1 Conocer el proceso productivo , es decir, determinar cual es la naturaleza del cliente de tal forma de establecer la intensidad de su consumo de electricidad a lo largo del día.
- 2 Programar el funcionamiento de las maquinas y equipos que permita un uso eficaz de la potencia, con el fin de que la contratación de la misma no exceda la capacidad de uso del cliente.

3. Programar el proceso productivo de forma tal que el consumo entre las 18:00 y 23:00 (horas punta) sea mínimo.
4. Verificar que la opción seleccionada sea la mas económica.
5. La potencia contratada debe corresponder con la potencia máxima simultanea, es decir a la máxima potencia utilizada por el cliente.
6. Evaluar la conveniencia de su conexión en medita tensión.
7. Evaluar la posibilidad de realizar contratos estacionales.
8. Evaluar la posibilidad de contar con mas de un suministro cuando los procesos son totalmente independientes.
9. Evaluar la estadística de consumos.
10. Considerar otras alternativas de suministro para horas punta (Grupo Térmico)

### **Ejemplos prácticos de elección de la opción tarifaria mas conveniente**

Para elegir la opción tarifaria mas conveniente es muy útil contar con el diagrama de carga, ya que nos permite tener los parámetros que intervienen en la facturación del consumo de la energía eléctrica tales como: Máxima demanda en hora punta, Máxima demanda en hora fuera de punta, consumo de energía en hora punta y consumo de energía en hora fuera de punta. Luego de contar con los parámetros de facturación podemos calcular cuanto pagaríamos mensualmente por cada tarifa, para ello utilizaremos el pliego tarifario del mes de Enero de 2004 del sistema eléctrico Lima Sur, perteneciente a la empresa Luz del Sur, este pliego tarifario se puede obtener en la pagina web de OSINERG en la dirección electrónica <http://www.osinerg.org.pe/osinerg/cte/pagina.jsp>.

Este pliego tarifario se muestra a continuación:

### Pliego Tarifario en media tensión del Sistema Lima Sur

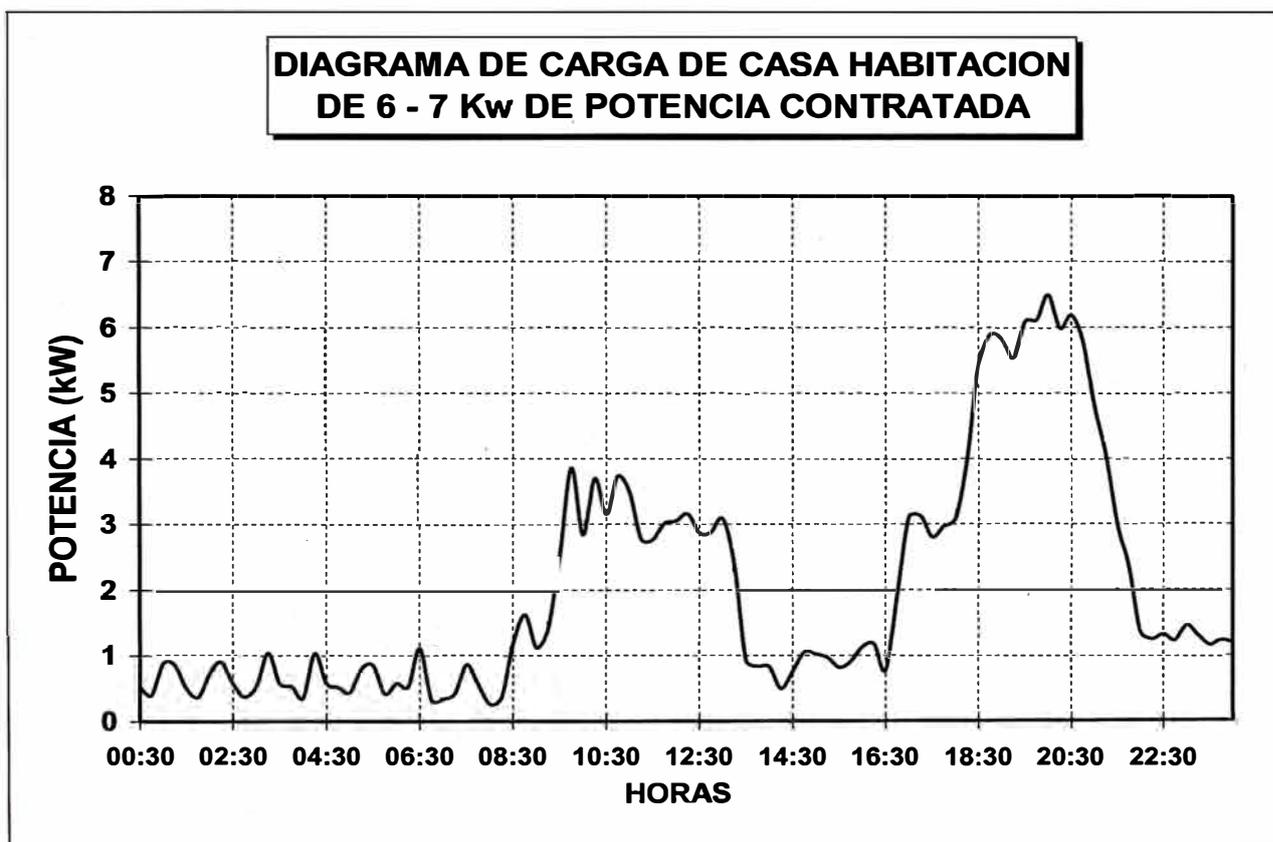
TARIFA	DESCRIPCION	UNIDAD	CARGO S/IGV
<b>MEDIA TENSIÓN</b>			
TARIFA MT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	6.08
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/./kW.h	13.26
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/./kW.h	9.38
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	S/./kW-mes	38.15
	Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP Activa	S/./kW-mes ctm. S/./kVarh	8.17 4.37
TARIFA MT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	3.87
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/./kW.h	13.26
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/./kW.h	9.38
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	S/./kW-mes	34.24
	Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	23.79
	Activa	ctm. S/./kVarh	4.37
TARIFA MT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	3.87
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/./kW.h	10.32
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	S/./kW-mes	34.24
	Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	23.79
	Activa	ctm. S/./kVarh	4.37
	BAJA TENSIÓN		

### Pliego Tarifario en baja tensión del Sistema Lima Sur

TARIFA	DESCRIPCION	UNIDAD	CARGO S/IGV
<b>BAJA TENSIÓN</b>			
TARIFA BT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	6.08
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	14.77
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	10.45
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	S./kW-mes	69.85
	Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP	S./kW-mes	24.88
	Activa	ctm. S./kVarh	4.37
TARIFA BT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	3.87
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	14.77
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	10.45
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	59.72
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	46.81
	Activa	ctm. S./kVarh	4.37
TARIFA BT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	3.87
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	11.5
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	59.72
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	46.81
	Alumbrado Público	S./kW-mes	78.49
	Activa	ctm. S./kVarh	4.37
TARIFA BT5A:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	3.87
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	80.18
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	10.45
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	29.19
TARIFA BT5B: No Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	1.95
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	30.88
TARIFA BT5B Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
	a) Para clientes con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	1.9
	Cargo por Energía Activa 31 - 100 kW.h	ctm. S./kW.h	22.58
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	1.9
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./cliente	6.77
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	30.1
	b) Para clientes con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	1.95
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	30.88
TARIFA BT6:	TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	1.95
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	12.51

**Ejemplo practico 1:** Casa habitación de aproximadamente 6 kW a 7 kW de Potencia Contratada.

Un cliente residencial tiene un diagrama de carga típico como el que se muestra a continuación:



De este diagrama se obtienen los parámetros mostrados en el cuadro a continuación:

### Cuadro de parámetros registrados

<b>PARAMETROS REGISTRADOS</b>		
	<b>UNIDAD</b>	<b>MAXIMA DEMANDA</b>
HORAS PUNTA	kW	6.49
HORAS FUERA DE PUNTA	kW	3.86
DIA	kW	6.49
<b>DIARIO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>ENERGIA ACTIVA</b>
HORAS PUNTA	kWh	21.01
HORAS FUERA DE PUNTA	kWh	27.14
DIA	kWh	48.15
<b>MENSUAL</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>ENERGIA ACTIVA</b>
HORAS PUNTA	kWh	630.17
HORAS FUERA DE PUNTA	kWh	814.25
DIA	kWh	1 444.42

Calculando los diferentes escenarios tarifarios vemos que la tarifa en la que pagaríamos menos por el consumo de energía es la MT4FP con S/.337.03 de facturación mensual, pero, para contar con esta tarifa necesitaríamos líneas en media tensión , una subestación de transformación de media a baja tensión y un sistema de medición en media tensión. Debido al elevado costo que implica la conexión en media tensión la tarifa mas conveniente es la BT5B en la que pagaríamos S/. 447.94 de facturación mensual.

Los escenarios de los costos del consumo de energía en las diferentes opciones tarifarias se muestran a continuación.

### Escenarios de Costo de consumo de energía para una casa habitación de 6 a 7 kW de potencia contratada

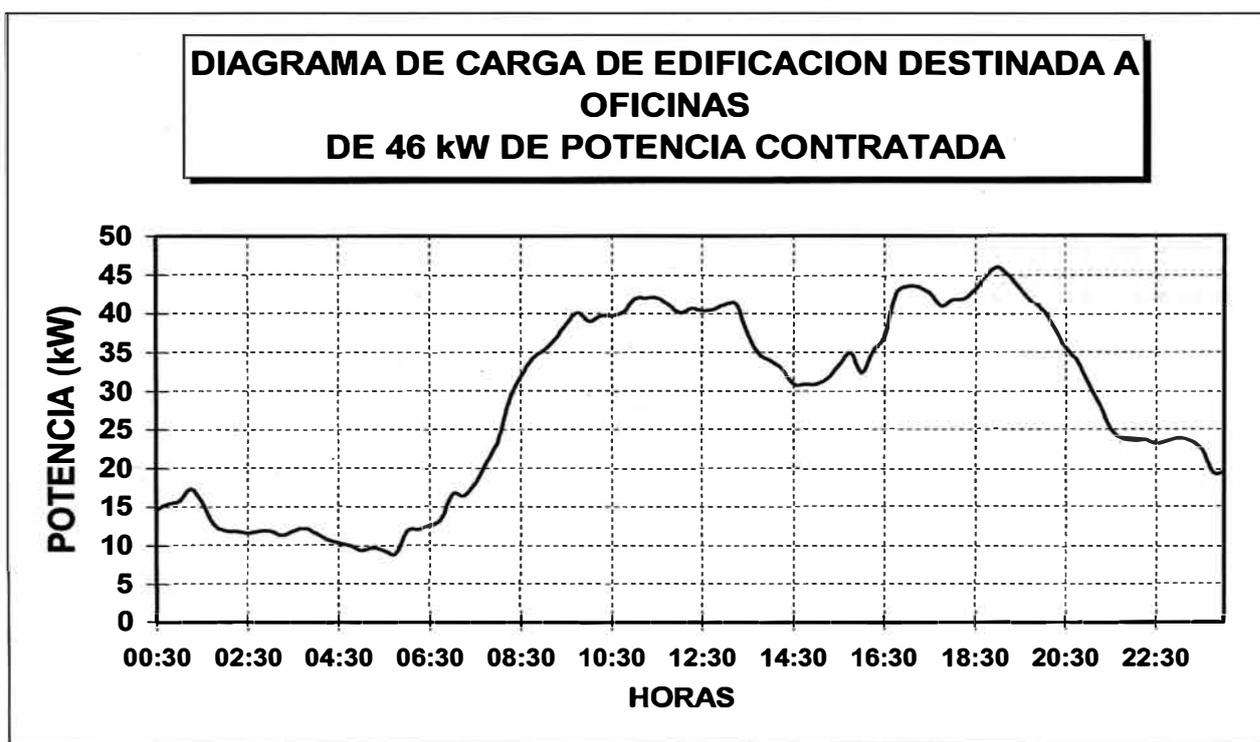
TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA MT2		TARIFA MT3 PP		TARIFA MT3 FP		TARIFA MT4 PP		TARIFA MT4 FP	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./)								
CARGO FIJO MENSUAL			6.0800	6.08	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	6.49	kW	38.1500	247.59	34.24	222.22	23.79	154.40	34.24	222.22	23.79	154.40
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	2.64	kW	8.1700	21.57								
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW										
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	630.17	kWh	0.1326	83.56	0.1326	83.56	0.1326	83.56				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	814.25	kWh	0.0938	76.38	0.0938	76.38	0.0938	76.38				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	1444.42	kWh							0.1032	149.06	0.1032	149.06
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL												
<b>COSTO TOTAL (S. /mes)</b>				435.18		386.02		318.20		375.15		<b>307.33</b>

TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA BT2		TARIFA BT3 PP		TARIFA BT3 FP		TARIFA BT4 PP		TARIFA BT4 FP	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./)								
CARGO FIJO MENSUAL			6.0800	6.08	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	6.49	kW	69.8500	453.33	59.72	387.58	46.81	303.80	59.72	387.58	46.81	303.80
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	2.64	kW	24.8800	65.68								
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW										
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	630.17	kWh	0.1477	93.08	0.1477	93.08	0.1477	93.08				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	814.25	kWh	0.1045	85.09	0.1045	85.09	0.1045	85.09				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	1444.42	kWh							0.115	166.11	0.115	166.11
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL												
<b>COSTO TOTAL (S. /mes)</b>				703.25		569.62		485.83		557.56		473.78

TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA BT5A		TARIFA BT5B	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./)	C.u (S./u)	TOTAL (S./)
CARGO FIJO MENSUAL			3.8700	3.87	1.9000	1.90
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	6.49	kW				
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	2.64	kW				
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	630.17	kWh	0.8018	505.27		
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	814.25	kWh	0.1045	85.09		
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	1444.42	kWh			0.3088	446.04
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL						
<b>COSTO TOTAL (S. /mes)</b>				594.23		<b>447.94</b>

**Ejemplo practico 2:** Edificación destinada a oficinas, con una Potencia Contratada total de 46 kW.

Una Edificación destinada a oficinas tiene un diagrama de carga típico como el que se muestra a continuación:



De este diagrama se obtienen los parámetros mostrados en el cuadro a continuación:

### Cuadro de parámetros registrados

<b>PARAMETROS REGISTRADOS</b>		
	<b>UNIDAD</b>	<b>MAXIMA DEMANDA</b>
HORAS PUNTA	kW	46.00
HORAS FUERA DE PUNTA	kW	43.45
DIA	kW	46.00
<b>DIARIO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>ENERGIA ACTIVA</b>
HORAS PUNTA	kWh	169.51
HORAS FUERA DE PUNTA	kWh	504.73
DIA	kWh	674.24
<b>MENSUAL</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>ENERGIA ACTIVA</b>
HORAS PUNTA	kWh	5085.24
HORAS FUERA DE PUNTA	kWh	15141.93
DIA	kWh	20227.17

Calculando los diferentes escenarios tarifarios vemos que la tarifa en la que pagaríamos menos por el consumo de energía es la MT4FP con S/.3185.65 de facturación mensual, la mejor opción tarifaria en baja tensión es la BT4FP con S/.4483.25 de facturación mensual, la diferencia entre la facturación de estas opciones tarifarias es alrededor de S/.1300, por lo que la tarifa mas conveniente es la MT4FP.

Los escenarios de los costos del consumo de energía en las diferentes opciones tarifarias se muestran a continuación.

### Escenarios de Costo de consumo de energía para una edificación destinada a oficinas con 46 kW de potencia contratada

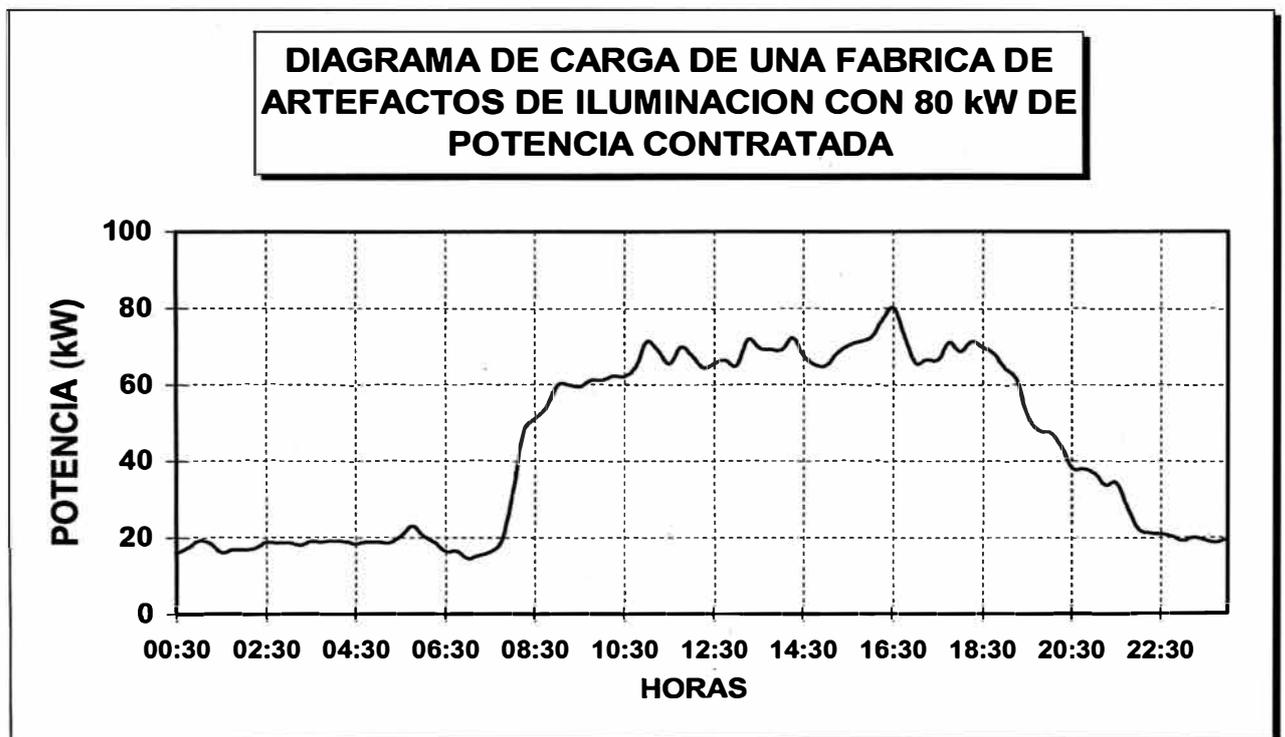
TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA MT2		TARIFA MT3 PP		TARIFA MT3 FP		TARIFA MT4 PP		TARIFA MT4 FP	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./)								
CARGO FIJO MENSUAL			6.0800	6.08	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	46.00	kW	38.1500	1754.90	34.24	1575.04	23.79	1094.34	34.24	1575.04	23.79	1094.34
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	2.55	kW	8.1700	20.82								
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW										
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	5085.24	kWh	0.1326	674.30	0.1326	674.30	0.1326	674.30				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	15141.93	kWh	0.0938	1420.31	0.0938	1420.31	0.0938	1420.31				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	20227.17	kWh							0.1032	2087.44	0.1032	2087.44
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL												
<b>COSTO TOTAL (S./mes)</b>				3876.41		3673.53		3192.83		3666.35		<b>3185.65</b>

TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA BT2		TARIFA BT3 PP		TARIFA BT3 FP		TARIFA BT4 PP		TARIFA BT4 FP	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./)								
CARGO FIJO MENSUAL			6.0800	6.08	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	46.00	kW	69.8500	3213.10	59.72	2747.12	46.81	2153.26	59.72	2747.12	46.81	2153.26
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	2.55	kW	24.8800	63.39								
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW										
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	5085.24	kWh	0.1477	751.09	0.1477	751.09	0.1477	751.09				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	15141.93	kWh	0.1045	1582.33	0.1045	1582.33	0.1045	1582.33				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	20227.17	kWh							0.115	2326.12	0.115	2326.12
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL												
<b>COSTO TOTAL (S./mes)</b>				5615.99		5084.41		4490.55		5077.11		<b>4483.25</b>

TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA BT5A		TARIFA BT5B	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./)	C.u (S./u)	TOTAL (S./)
CARGO FIJO MENSUAL			3.8700	3.87	1.9000	1.90
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	46.00	kW				
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	2.55	kW				
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	5085.24	kWh	0.8018	4077.35		
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	15141.93	kWh	0.1045	1582.33		
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	20227.17	kWh			0.3088	6246.15
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL						
<b>COSTO TOTAL (S./mes)</b>				5663.55		6248.05

Ejemplo practico 3: Fabrica de Artefactos para Iluminación con una Potencia Contratada de 80 kW.

Una Fabrica de Artefactos para Iluminación tiene un diagrama de carga típico como el que se muestra a continuación:



De este diagrama se obtienen los parámetros mostrados en el cuadro a continuación:

### Cuadro de parámetros registrados

<b>PARAMETROS REGISTRADOS</b>		
	<b>UNIDAD</b>	<b>MAXIMA DEMANDA</b>
HORAS PUNTA	kW	71.18
HORAS FUERA DE PUNTA	kW	80.00
DIA	kW	80.00
<b>DIARIO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>ENERGIA ACTIVA</b>
HORAS PUNTA	kWh	208.85
HORAS FUERA DE PUNTA	kWh	828.68
DIA	kWh	1037.52
<b>MENSUAL</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>ENERGIA ACTIVA</b>
HORAS PUNTA	kWh	6265.37
HORAS FUERA DE PUNTA	kWh	24860.28
DIA	kWh	31125.65

Calculando los diferentes escenarios tarifarios vemos que la tarifa en la que pagaríamos menos por el consumo de energía es la MT3FP con S/.4860.01 de facturación mensual, la mejor opción tarifaria en baja tensión es la BT3FP con S/.6859.27 de facturación mensual, la diferencia entre la facturación de estas opciones tarifarias es alrededor de S/.2000, por lo que la tarifa mas conveniente es la MT3FP.

Los escenarios de los costos del consumo de energía en las diferentes opciones tarifarias se muestran a continuación.

### Escenarios de Costo de consumo de energía de una fabrica de artefactos de iluminación con 80 kW de potencia contratada

TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA MT2		TARIFA MT3 PP		TARIFA MT3 FP		TARIFA MT4 PP		TARIFA MT4 FP	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./.)								
CARGO FIJO MENSUAL			6.0800	6.08	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	71.18	kW	38.1500	2715.66	34.24	2437.33	23.79	1693.46	34.24	2437.33	23.79	1693.46
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	0.00	kW	8.1700	0.00								
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW										
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	6265.37	kWh	0.1326	830.79	0.1326	830.79	0.1326	830.79				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	24860.28	kWh	0.0938	2331.89	0.0938	2331.89	0.0938	2331.89				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	31125.65	kWh							0.1032	3212.17	0.1032	3212.17
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL												
<b>COSTO TOTAL (S. /mes)</b>				5884.42		5603.88		<b>4860.01</b>		5653.37		4909.50

TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA BT2		TARIFA BT3 PP		TARIFA BT3 FP		TARIFA BT4 PP		TARIFA BT4 FP	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./.)								
CARGO FIJO MENSUAL			6.0800	6.08	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	71.18	kW	69.8500	4972.18	59.72	4251.09	46.81	3332.11	59.72	4251.09	46.81	3332.11
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	0.00	kW	24.8800	0.00								
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW										
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	6265.37	kWh	0.1477	925.40	0.1477	925.40	0.1477	925.40				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	24860.28	kWh	0.1045	2597.90	0.1045	2597.90	0.1045	2597.90				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	31125.65	kWh							0.115	3579.45	0.115	3579.45
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL												
<b>COSTO TOTAL (S. /mes)</b>				8501.55		7778.25		<b>6859.27</b>		7834.41		6915.43

TARIFA/ESCENARIO CARGOS	CONSUMO LEIDO	UNIDAD (u)	TARIFA BT5A		TARIFA BT5B	
			C.u (S./u)	TOTAL (S./.)	C.u (S./u)	TOTAL (S./.)
CARGO FIJO MENSUAL			3.8700	3.87	1.9000	1.90
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P	71.18	kW				
CARGO POR EXCESO EN H.F.P	0.00	kW				
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA HFP		kW				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P	6265.37	kWh	0.8018	5023.57		
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P	24860.28	kWh	0.1045	2597.90		
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	31125.65	kWh			0.3088	9611.60
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL						
<b>COSTO TOTAL (S. /mes)</b>				<b>7625.34</b>		9613.50

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas. “Oferta, Demanda y Ahorro de Energía en la hora Actual”, 1995.
2. Comisión de Tarifas de Energía. “Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano”, 1998.
3. Proyecto para Ahorro de Energía. “Eficiencia Energética”, 2001.
4. Comisión de Tarifas de Energía. “Informe de Situación de la de las Tarifas de Eléctricas”, 2001.