

# SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE  
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

AJ/2011/ama

11 de octubre de 2011

Ingeniero  
Marvin Hernández Pocasangre  
Presidente de la Junta Directiva de la  
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,  
S.A. DE C.V.**  
Kilómetro 12 ½ Carretera al Puerto  
de La Libertad, desvío a Huizúcar,  
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA	11-10-2011
HORA	4:30 pm
Recibido por	Beatriz Alas
Clave/Archivo	Siget - 846

Estimado Ingeniero Hernández:

Por este medio le comunicamos que esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice: .....

## ACUERDO No. 495-E-2011

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES.  
San Salvador, a las nueve horas con veinticinco minutos del día once del mes de octubre del año dos mil once.

Esta Superintendencia, CONSIDERANDO QUE:

- I. Mediante Acuerdo No. 257-E-2007 de fecha uno de octubre de dos mil siete, la SIGET aprobó la "METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES", la cual contiene las fórmulas de traslado de los precios de la energía, con base en los principios establecidos en los artículos 79 de la Ley General de Electricidad y 90 de su Reglamento. La referida metodología ha sido modificada mediante los Acuerdos No. 78-E-2008 de fecha diez de abril de dos mil ocho, No. 179-E-2010 de fecha veintitrés de julio de dos mil diez y No. 29-E-2011 de fecha once de enero de dos mil once.

Respecto de dicha metodología, la Gerencia de Electricidad de SIGET efectuó una revisión a la misma, recomendando realizar algunas adecuaciones.

En virtud de lo anterior, con fecha veintiocho de septiembre de dos mil once, se emitió el Acuerdo No. 471-E-2011 mediante el cual se concedió un plazo de tres días hábiles contados a partir del día siguiente al de la notificación de este Acuerdo, para que la Unidad de Transacciones y las sociedades DELSUR, S.A. de C.V., CAESS, S.A. de C.V., AES CLESA Y CÍA., S. en C. de C.V., EEO, S.A. de C.V.,

DEUSEM, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V., EDESAL, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V. presentaran sus observaciones a la propuesta de modificación a la “METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES”.

Asimismo, se remitió el Acuerdo a las empresas COMISIÓN EJECUTIVA HIDROELÉCTRICA DEL RÍO LEMPA (CEL), LAGEO, S.A. DE C.V., INVERSIONES ENERGÉTICAS, S.A. DE C.V., GENERADORA ELÉCTRICA CENTRAL, S.A. DE C.V., ENERGÍA BOREALIS, LTDA. DE C.V., NEJAPA POWER COMPANY, L.L.C.; DUKE ENERGY INTERNATIONAL EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V. y CUTUCO ENERGY CENTRAL AMÉRICA, S.A. DE C.V., para que en el plazo de tres días se pronunciaran sobre las modificaciones contenidas en el numeral 2.5 DETERMINACIÓN DE ENERGÍAS HORARIAS CONTRATADAS EN PROCESOS DE LIBRE CONCURRENCIA.

II. Recibidas las observaciones de la Unidad de Transacciones (UT) y de los operadores antes citados, la Gerencia de Electricidad de SIGET procedió a su análisis y determinó la necesidad de realizar las siguientes adecuaciones a la mencionada metodología:

**1. Plazo máximo para la remisión del Informe de Comercialización Trimestral (ICT) por parte de la Unidad de Transacciones (UT):**

Bajo la aplicación del ROBCP, la determinación definitiva de los Cargos del Sistema (Csis) correspondientes a un mes calendario, se realiza durante un cierto número de días del mes siguiente; dicho plazo fue estimado inicialmente por la UT en seis días hábiles, tal como lo manifestó en su nota de fecha veintitrés de febrero de dos mil once en respuesta a la audiencia concedida mediante el Acuerdo No. 106-E-2011. Asimismo, al contestar la audiencia conferida mediante el Acuerdo No. 471-E-2011, la UT manifestó que dicha extensión se considera adecuada *“debido a que el volumen de información solicitada se ha incrementado considerablemente y, adicionalmente permitirá que la información del MER remitida por el EOR sea más completa”*.

Por lo anterior, se recomienda modificar el referido plazo para que la UT entregue a la SIGET y a las distribuidoras el Informe de Comercialización Trimestral (ICT) a más tardar el sexto día hábil del mes en el que se realice un ajuste del precio de la energía.

**2. Plazo máximo para la remisión del Informe de Ajuste Trimestral por parte de las distribuidoras:**

Dado que ninguna distribuidora manifestó objeción alguna a esta propuesta de modificación, se recomienda que se establezca que las distribuidoras deberán entregar a la SIGET el “Informe de Ajuste Trimestral” a más tardar un día hábil antes de la entrada en vigencia de los nuevos precios ajustados de la energía, lo

cual resulta estar en concordancia con la extensión del plazo a la UT para que pueda presentar el ICT.

**3. Requerimientos de Información:**

Para poder conceder la extensión de los períodos indicados en los dos numerales anteriores, es imprescindible que la UT entregue toda la información necesaria para la realización de los cálculos de los precios ajustados de la energía a través del ICT. Por lo tanto, se recomienda que los precios de la energía y capacidad de los contratos de largo plazo se agreguen al listado de información del ICT.

**4. Traslado de los cargos regionales:**

El traslado del Cargo Complementario de Transmisión Regional se efectuará como parte de los Cargos del Sistema (Csis), tal como quedó establecido mediante el Acuerdo No. 471-E-2011-A de fecha veintinueve de septiembre de dos mil once.

Por otra parte, los demás cargos regionales -por regulación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y por el servicio de operación del Mercado Eléctrico Regional (MER)- deberán ser trasladados a tarifas, para el caso de las distribuidoras, a través de la "METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES". Por lo tanto, se recomienda conceder un carácter permanente a dicho traslado, el cual actualmente está considerado como un procedimiento transitorio dentro de esa metodología.

**5. Modificación de la fórmula de traslado por banda horaria:**

Además de la adecuación indicada en el numeral anterior, también se recomienda que para el cálculo del valor "CES" solamente se considere con desglose por nodo de retiro, la información de las energías de contratos de largo plazo; en cuanto a la demanda reconocida de las distribuidoras o a las capacidades contratadas, no es necesario tratarlas con ese nivel de detalle.

**6. Precio de la energía de los contratos de largo plazo:**

Si bien es cierto que el precio de la energía de cada contrato de largo plazo es único, debe considerarse que en todo caso se producirá una diferenciación horaria, ya que el precio de la energía del contrato de largo plazo que debe trasladarse es el que incorpora los cargos del sistema, los cuales varían cada hora. Por lo anterior, se recomienda realizar las adecuaciones pertinentes en la fórmula de ajuste por banda horaria.

## 7. Precio del MRS:

No obstante la definición del término MRS\* del numeral 2.3.1.2 es correcta, ha quedado desactualizada tomando como referencia la terminología utilizada en la versión vigente del ROBCP; por lo anterior, y para mayor claridad del mencionado numeral, se recomienda sustituir  $MRS_{*i}$  por  $CMO_{i,n}$  con la siguiente definición: Costo Marginal de Operación del sistema en el nodo “n” en la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

## 8. Demanda Reconocida de los distribuidores:

Debe aclararse que los datos de “Cret” informados por la UT a través del ICT deben corresponder a los retiros que el distribuidor realiza directamente del Mercado Mayorista, es decir, excluyendo los realizados a través de PMs intermediarios, porque de lo contrario se produciría una inconsistencia entre la energía y la potencia informada, puesto que corresponderían a grupos de usuarios distintos.

En relación con lo anterior, cabe destacar que en respuesta a la audiencia conferida por el Acuerdo No. 471-E-2011, EDESAL, S.A. de C.V. (EDESAL) menciona que se debe *“considerar el total de energía que EDESAL retira del mercado mayorista en su calidad de distribuidor para sus usuarios, de tal forma que el cargo por energía de EDESAL considerará la totalidad de la energía distribuida por EDESAL, tal y como lo establece la Ley General de Electricidad”*.

No obstante lo anterior, es necesario señalar que una consideración de esa naturaleza requiere de un análisis complejo, el cual todavía se está realizando, por lo que no es posible introducirla en este momento; dentro de los elementos que se tomarán en cuenta como parte de dicho análisis se encuentra el Informe Técnico-Legal “Factibilidad técnica de lectura remota de medidores en bloque de un PM comercializador dentro de una red de distribución de un PM intermediario” remitido por la UT a la SIGET a través de nota del veintidós de septiembre de dos mil once.

Por otra parte, con base en las observaciones recibidas, también se realizan las siguientes valoraciones:

## 9. Factores de forma:

En vista de que se detectó que los factores de forma en algunos meses tipo resultan excesivamente bajos para las distribuidoras de menor demanda, las cuales -para emplear el mismo criterio utilizado en el Decreto No. 88 del año 2010- se identifican como distribuidoras con demanda máxima de potencia menor o igual que 30 MW; mediante el Acuerdo No. 471-E-2011 se propuso una modificación a la metodología de traslado, de forma tal que, bajo la

supervisión y aprobación de la SIGET, se permitiera la selección de los factores de forma de los meses tipo que se estimaran más apropiados, y pudieran ser utilizados también para el cálculo de las energías correspondientes a otros meses, lo cual no modificaba la metodología de cálculo, aunque sí la forma en la que debían aplicarse los factores de forma.

En respuesta a la audiencia conferida por el Acuerdo No. 471-E-2011, EDESAL manifestó lo siguiente:

*“(…) Con la modificación propuesta a los Factores de Forma se resuelve parcialmente el despacho de energía de contratos de libre concurrencia para distribuidores con demandas menores o iguales a 30 MW en nodos existentes, sin embargo continúa la dificultad de no poderse despachar estos contratos en nuevos nodos de retiro del mercado mayorista, y que también se consideren las modificaciones de la demanda, por lo que es necesario continuar con el perfeccionamiento de la metodología de cálculo de los factores de forma para considerar estos aspectos”.*

Por su parte, B&D Servicios Técnicos, S.A. de C.V. no expresó objeción a la modificación propuesta; más bien planteó una adecuación a la misma para considerar el caso de nuevos nodos.

Ahora bien, la UT manifestó lo siguiente:

*“En cuanto a la propuesta relacionada a los factores de forma de empresas distribuidoras con demanda máxima menor que 30 MWh, se considera ‘improcedente’, ya que los cálculos se deben basar en la estadística disponible, los cuales son valores reales de retiro de dichos operadores y, aunque sean muy bajos, corresponden a la realidad de la operación de estos distribuidores. Aplicar una excepción a ciertos operadores podría ser considerada falta de transparencia en la determinación de estos factores, podría generar factores de forma mayores de ‘uno’, si se realizan procedimientos adicionales en su determinación, lo cual no es correcto metodológicamente hablando, y podría generar distorsiones en el cálculo de la energía relacionada a esos contratos ya que básicamente obligaría a la construcción manual de la base de datos de dichos factores puesto que se pondrán valores seleccionados con criterios discrecionales. Por otro lado, esto podría propiciar sobrecontratación de retiros con las consecuentes desviaciones de contratos elevadas, las cuales algunos distribuidores no comprende su impacto en las cuentas contables” (sic).*

En principio, algunas de las afirmaciones de la UT podrían considerarse discutibles, como la que establece que se “podría generar factores de forma mayores de ‘uno’”.

Debe tomarse en cuenta que la propuesta contemplada en el Acuerdo No. 471-E-2011 no modifica el procedimiento de cálculo, sino que se basa en la

selección de los factores de forma de ciertos meses tipo para que puedan ser aplicados a otros meses, a efectos de la determinación de la energía asociada a los contratos de libre concurrencia. Por lo anterior, los factores de forma seleccionados serían necesariamente menores o, en todo caso, iguales a uno para cada distribuidora, en vista de que resultan del mismo procedimiento que está vigente, el cual garantiza que se cumpla esa condición.

No obstante lo anterior, cabe destacar que la UT manifiesta aspectos importantes que deben ser analizados con mayor detalle, tales como: dificultades de naturaleza técnica, así como problemas relacionados con la transparencia en la determinación de los valores de forma.

Adicionalmente, al evacuar la audiencia concedida mediante el Acuerdo No. 471-E-2011, tanto Duke Energy International El Salvador, S. en C. de C.V., como la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), se manifestaron en contra de la propuesta de SIGET, puesto que consideran que habría falta de transparencia en la determinación de factores de forma y que se estarían modificando las condiciones consideradas al momento de la presentación de ofertas y de la suscripción de los contratos respectivos.

Por otra parte, LaGeo expresó lo siguiente:

*“(...) le manifestamos que en el caso de aquellos distribuidores con demanda máxima menor que 30 MW, debe definirse un proceso que refleje adecuadamente la demanda de estos distribuidores e incorporarse a la metodología vigente establecida en el Acuerdo No. 179-E-2010.*

*Al mismo tiempo solicitamos que los factores de forma definidos, mantengan la validez de un año establecida y no sean modificados en el transcurso del período antes mencionado, de tal forma que posibles modificaciones sean consideradas en los factores a definir para el año siguiente”.*

Tomando en cuenta lo anterior, la Gerencia de Electricidad advierte que las implicaciones de cada uno de los argumentos expuestos por los operadores requiere de un análisis detenido que no corresponde a este contexto sino más bien al momento previo al cálculo de los factores de forma que la UT informe en el mes de abril de dos mil doce. No obstante lo anterior, se recomienda continuar analizando la problemática de forma tal que en esa oportunidad, y a raíz del análisis de la nueva información del último periodo de doce meses que esté disponible en ese momento, se evalúe la posibilidad de consensuar adecuaciones mínimas a la metodología de cálculo de los factores de forma.

#### **10. Subperíodos para el cálculo de la demanda reconocida:**

Mediante el Acuerdo No. 471-E-2011, se proponían modificaciones a las fórmulas de traslado incorporando la posibilidad de que hubiera subperíodos para la determinación de la demanda reconocida al interior de un mes, lo cual

resultaría en valores diferentes de Cret en esos subperíodos. Por lo tanto, se proponía realizar modificaciones a las fórmulas de cálculo del “PEt” de forma tal que se tomara en cuenta esa posibilidad.

Al respecto, la UT manifestó lo siguiente:

*“Se ha incluido en el CES el efecto de la existencia de sub-períodos de días para la determinación de potencia firme provisoria, lo que se considera ‘inadecuado’ ya que imposibilita la creación de los reportes relacionados a los contratos de libre concurrencia. Además, se considera que es más claro y práctico para los operadores verificar el impacto del término de manera mensual ya que de esta manera se determina la tasa de disponibilidad de los generadores, es decir, que se recomienda que la periodicidad de cálculo sea una vez por mes y no múltiples veces”.*

De la respuesta anterior se advierte que la UT estima factible tratar los efectos resultantes de lo dispuesto en los numerales 6.16.3 y 6.16.4 del ROBCP en forma mensual; es decir, sin que se produzcan sub-períodos al interior de un mes, lo que resultaría en valores distintos de capacidad reconocida. En razón de lo anterior, no se considera necesario efectuar la modificación que se proponía mediante el Acuerdo No. 471-E-2011. No obstante lo anterior, se recomienda aclarar en la fórmula de cálculo del precio ajustado de la energía por bloque horario -la cual desarrolla la fórmula general- que los valores de capacidad firme deben ser los mismos que la UT utilice para los balances mensuales de capacidad firme.

#### **11. Referencias a consideraciones especiales por inicio de la vigencia del ROBCP:**

A lo largo de la metodología se hacen indicaciones especiales para la determinación de los precios, dependiendo de que en el mes correspondiente estuviera en vigencia o no el ROBCP. En vista de que para el ajuste del precio de la energía del próximo doce de octubre, se utilizará información del mes de julio de dos mil once; es decir, el último mes en el cual estuvo en vigencia el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTMM), deben mantenerse algunas de esas indicaciones especiales que debían aplicarse bajo distintas condiciones, es decir: antes o después del inicio de la vigencia el ROBCP.

- III. En virtud del análisis efectuado por la Gerencia de Electricidad de SIGET, se considera procedente modificar la “METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES”, de acuerdo con las recomendaciones de dicha Gerencia enunciadas en el Considerando anterior.

POR LO TANTO, en uso de sus facultades legales, esta Superintendencia ACUERDA:

- a) Modificar la “METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES”, contenida en el Acuerdo No. 29-E-2011, en los términos siguientes:

## **METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES**

### **1. OBJETIVO GENERAL**

El objetivo de la presente metodología es establecer los mecanismos de remisión de información por parte de la Unidad de Transacciones y de las distribuidoras con el propósito de realizar los cálculos de los ajustes de los precios de la energía, y establecer normas que permitan calcular los precios ajustados de la energía, así como el traslado transparente de los mismos a las tarifas de energía eléctrica contenidas en los pliegos tarifarios a los usuarios finales.

Por lo anterior, la presente Metodología está compuesta por las siguientes normas:

- Normas para determinación del precio ajustado de la energía a trasladar a los usuarios finales.
- Normas para el traslado del precio ajustado de la energía a las tarifas de energía eléctrica contenidas en los pliegos tarifarios de los usuarios finales.

### **2. NORMAS PARA DETERMINACIÓN DEL PRECIO AJUSTADO DE LA ENERGÍA A TRASLADAR A LOS USUARIOS FINALES**

#### **2.1 OBJETO**

Definir el procedimiento a utilizar por la Unidad de Transacciones para informar los valores trimestrales que respaldan el ajuste de precios de energía a que se refiere el Artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, así como el procedimiento a seguir por las distribuidoras para informar a la SIGET los antecedentes que respaldan la determinación del ajuste aplicado, y establecer el mecanismo de cálculo de los precios ajustados de energía para su posterior incorporación en las tarifas contenidas en los pliegos tarifarios de los usuarios finales.

#### **2.2 PROCEDIMIENTO A UTILIZAR POR LA UNIDAD DE TRANSACCIONES**

##### **2.2.1 Informe de Comercialización Trimestral (ICT)**

Corresponderá a la Unidad de Transacciones elaborar y remitir trimestralmente a cada una de las empresas distribuidoras un informe que se denominará “Informe de Comercialización Trimestral” (ICT), conteniendo para cada empresa distribuidora la información que le

corresponda para realizar el ajuste trimestral del precio de la energía a que se refiere el artículo 90 literal a) del Reglamento de la Ley General de Electricidad. La UT remitirá a la SIGET un ICT con la información integrada de todas las distribuidoras.

#### **2.2.1.1 Contenido del Informe de Comercialización Trimestral:**

El Informe de Comercialización Trimestral deberá contener:

- a) La energía horaria total retirada por la distribuidora en cada nodo de retiro en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste. Ésta deberá especificarse para el total de las horas del trimestre, así como para los bloques de Punta, Resto y Valle. Se excluirán retiros de energía eléctrica para exportaciones.
- b) La energía horaria total retirada por los Comercializadores en cada nodo de retiro de la distribuidora - que en este caso actúa como PM intermediario - en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste. Ésta deberá especificarse para el total de horas del trimestre, así como para los bloques de Punta, Resto y Valle.
- c) La energía horaria de retiro comprometida por la distribuidora en contratos suscritos mediante procesos de libre concurrencia - en adelante e indistintamente, contratos de libre concurrencia - en los nodos de retiro de la distribuidora, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste.
- d) Los precios del MRS horarios establecidos para cada nodo de retiro de la distribuidora, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste. Éstos deberán especificarse para el total de las horas del trimestre, así como para los bloques de Punta, Resto y Valle.
- e) Las Diferencias de Precios (DP) mensuales de la distribuidora, así como los saldos de las deudas pendientes de pago de todo el trimestre desagregado por mes; y si hubiere saldos a favor de la distribuidora, es decir montos acumulados en el fondo transitorio de liquidación, la especificación de los mismos. En todo caso deberá suministrarse la base de datos del cálculo de las diferencias DP.
- f) Cálculo del Ajuste Financiero (AF) a ser trasladado a las tarifas a los usuarios finales, acompañado de la base de datos correspondiente, indicando montos y tasas de interés utilizadas.
- g) El ICT para la SIGET deberá contener un resumen de los resultados del procedimiento de Administración de las diferencias DP, indicando las diferencias DP mensuales de cada distribuidora, los saldos de las deudas pendientes de pago de todo el trimestre desagregado por mes, indicando montos por acreedor y deudor, así como de los montos acumulados en el fondo transitorio de liquidación, si los hubiere.
- h) Montos mensuales liquidados (US\$) correspondientes a los últimos comprobantes de cobro disponibles no incluidos en el informe anterior, que fueron emitidos a cada una de las distribuidoras por los conceptos de regulación y servicio de operación del MER.

- i) Cálculo de los Intereses Reconocidos en concepto de pago por Cargos Regionales (IRCREG): Regulación y servicio de operación del MER, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.7.

Asimismo, para los meses en que se encuentre en vigencia el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, el informe deberá contener adicionalmente lo contemplado en los literales siguientes:

- j) Los cargos del Sistema ( $C_{SIS}$ ) horarios correspondientes al traslado de los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares según corresponda.
- k) La capacidad total anual retirada o “demanda reconocida” correspondiente a los retiros realizados directamente por la distribuidora, la cual es utilizada en los balances de capacidad firme que realiza la Unidad de Transacciones.
- l) La capacidad comprometida en cada contrato de libre concurrencia en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste, conforme al balance de capacidad firme efectuado por la Unidad de Transacciones.
- m) Los precios de energía y cargos de capacidad especificados para cada uno de los contratos de libre concurrencia, que se encontraron vigentes en el trimestre inmediatamente anterior a la fecha en que se aplicará el ajuste.

Todos los valores informados deberán corresponder a las magnitudes usadas por la Unidad de Transacciones para las liquidaciones del mercado, y cuando corresponda, deberá incluirse el valor total, con su signo, del monto monetario correspondiente a la última reliquidación de pagos del balance de potencia firme definitivo efectuado por la Unidad de Transacciones con anterioridad a la fecha del ajuste.

#### **2.2.1.2 Plazos para informar el ICT**

A más tardar el sexto día hábil del mes con el que se inicia el trimestre para el cual se determinará el ajuste, la Unidad de Transacciones deberá remitir a las distribuidoras el ICT correspondiente al trimestre recién terminado. El informe deberá remitirse en copia en papel y con respaldo magnético u óptico. Un informe integrado con copia de la misma información y en la misma modalidad con la que será remitida a las distribuidoras deberá remitirse simultáneamente a la SIGET. Para los efectos del presente acuerdo, los días hábiles se contabilizarán respecto del calendario de trabajo de la SIGET.

En caso que la existencia de días feriados reduzca el número de días hábiles previos al ajuste de precios, lo que provoque que la aplicación del criterio del párrafo anterior imposibilite a la distribuidora contar con un tiempo razonable para preparar la información que debe remitir a la SIGET, entonces la SIGET informará a la UT y a las distribuidoras, dentro de los primeros 10 días hábiles del mes inmediato anterior al del ajuste de precios, el día de entrega de la información del ICT por parte de la UT.

Si la distribuidora detectare inconsistencias o errores en la información remitida por la UT, inmediatamente las hará del conocimiento de SIGET y de la UT a efectos que dichas inconsistencias o errores sean aclarados o corregidos.

### 2.2.2 Informes de Avance mensuales

Con el objeto de que la SIGET pueda llevar a cabo el seguimiento de la evolución de los precios en el MRS y de las condiciones del Mercado Mayorista, la UT pondrá en su página web a disposición de la SIGET, a más tardar el día 15 de cada uno de los meses en los que no se realicen ajustes de los precios de la energía, los datos del ICT correspondientes al mes inmediato anterior.

## 2.3 AJUSTE TRIMESTRAL

El precio ajustado de la energía entrará en vigencia el día 12 de los meses de enero, abril, julio y octubre, según corresponda. El ajuste será de aplicación automática.

### 2.3.1 Formulación General del Ajuste

#### 2.3.1.1 Fórmula General

El precio ajustado de la energía se determinará con la siguiente fórmula:

$$PEt = \frac{CE + Af + Cmer_t}{\sum_{i=1}^{Nt} Eret_i}$$

Con:

$$CE = \sum_{i=1}^{Nt} \left( \left( Eret_i - \sum_{j=1}^{Nc} Econ_{ij} \right) \times MRS_i \right) + \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nc} (Econ_{ij} \times PEcon_j) + \sum_{k=1}^3 \left( \left( Cret - \sum_{j=1}^{Nc} Ccon_{kj} \right) \times CC_k \right) + \sum_{k=1}^3 \sum_{j=1}^{Nc} Ccon_{kj} \times PCcon_{kj}$$

Donde:

- PEt : Precio Ajustado Trimestral de la energía.
- CE : Costo de la energía.
- Eret<sub>i</sub> : Energía total retirada por la distribuidora en la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- Econ<sub>ij</sub> : Energía comprometida en el contrato “j”, correspondiente a la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- MRS<sub>i</sub> : Precio MRS en la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, incluidos los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros.

PEcon <sub>j</sub>	:	Precio de la energía del contrato “j”, vigente en cada mes del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. Se deberán incluir los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares que corresponda trasladar a los usuarios conforme la normativa en vigencia.
Cret	:	Potencia retirada por la distribuidora en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico, conforme al balance de capacidad firme efectuado por la Unidad de Transacciones en el Mercado Mayorista correspondiente al requisito de información del literal k) del numeral 2.2.1.1.
Ccon <sub>kj</sub>	:	Capacidad comprometida en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico en el contrato “j” correspondiente al mes “k” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste correspondiente al requisito de información del literal l) del numeral 2.2.1.1.
CC <sub>k</sub>	:	Cargo de capacidad vigente en el MRS en el mes “k” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. Para el caso de los meses en que no estuviera vigente el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, su valor será igual a cero.
PCcon <sub>kj</sub>	:	Precio de capacidad del contrato “j” correspondiente al mes “k” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
Nt	:	Número de horas del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
Nc	:	Número de contratos vigentes en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
AF	:	Ajuste financiero por costos o beneficios originados por el financiamiento de las Diferencias de Precios mensuales (DP), acumuladas en el trimestre inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
Cmer <sub>t</sub>	:	Suma de los Montos mensuales liquidados (US\$) por el cargo de regulación de la CRIE y por el cargo por el servicio de operación del MER que no hayan sido considerados en el ajuste anterior más los intereses reconocidos según el cálculo indicado en el numeral 2.7.

Los contratos referidos en la definición de términos precedente, serán aquéllos que se suscriban como resultado de un proceso de libre competencia desarrollado conforme a las normas legales y reglamentarias respectivas.

El período de control de la capacidad firme estará definido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

El DP será calculado mediante la siguiente fórmula:

$$DP = \sum_{i=1}^H Emrs_i \times (PEo - PMon_i)$$

Donde:

- DP : Es el monto mensual originado por la energía retirada por cada distribuidor en el MRS y las diferencias de precio de la energía.
- PEo : Precio promedio ponderado de la energía en el MRS en punta, resto y valle del periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2002, aprobado por la SIGET para cada distribuidor.
- Emrs<sub>i</sub> : Energía retirada por la distribuidora en la hora “i” al MRS.
- PMon<sub>i</sub> : Precio Monómico de la energía en el MRS en la hora “i” en el nodo correspondiente.
- H : Número de horas totales del mes.

### 2.3.1.2 Traslado de los Cargos del Sistema

Los precios MRS y PEcon deben incorporar los cargos del sistema, por lo que se determinarán conforme a las siguientes fórmulas:

$$MRS_{i,n} = CMO_{i,n} + Csis_i$$

$$PEcon_{i,j} = PEconSC_j + Csis_i$$

Donde:

- CMO<sub>i,n</sub> : Costo Marginal de Operación del Sistema en el nodo “n” en la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste (US\$/MWh).
- PEconSC<sub>j</sub> : Precio de la energía del contrato “j”, vigente en cada mes del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, sin incluir los cargos por uso del sistema (US\$/MWh).
- Csis<sub>i</sub> : Cargos del Sistema de la hora “i”: término de traslado de los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares según corresponda (US\$/MWh).

En vista de que los Csis varían hora a hora, se obtendrá un precio PEcon<sub>i,j</sub> del contrato “j” diferente para cada hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

Para el caso de los meses en que no estuviera vigente el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, los cargos del sistema se entenderán incorporados en el precio del MRS.

### 2.3.2 Descomposición del Ajuste por bloque horario

A efectos de establecer los precios de energía a aplicar conforme los bloques horarios de Punta, Valle y Resto, la formulación anterior se descompondrá en la siguiente formulación específica para cada distribuidora:

$$PMRS^B = \frac{\sum_{n=1}^M \sum_{i=1}^L \left( \left( Eret^B_{i,n} - \sum_{j=1}^{Nc} Econ^B_{i,n,j} \right) \times MRS_{i,n} \right)}{\sum_{n=1}^M \sum_{i=1}^L Eret^B_{i,n}}$$

Donde:

- PMRS<sup>B</sup> : Precio promedio del MRS aplicable al bloque B, en donde el superíndice B indica el bloque horario de Punta, Resto y Valle.
- MRS<sub>i,n</sub> : Precio MRS en la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- Eret<sup>B</sup><sub>i,n</sub> : Energía total retirada por la distribuidora en la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- Econ<sup>B</sup><sub>i,n,j</sub> : Energía comprometida en contrato “j”, correspondiente a la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. Este valor se determinará conforme se señala en el numeral 2.5.
- L : Número total de horas que componen el bloque horario B a lo largo de todo el trimestre considerado.
- M : Número de nodos de abastecimiento de la distribuidora
- N<sub>c</sub> : Número de contratos vigentes en el nodo “n” en el trimestre considerado.

Los bloques horarios de Punta, Resto y Valle serán los considerados en los pliegos tarifarios.

Asimismo, se determinará el valor CES, el cual comprende los Costos de Energía y Potencia Suplementarios a los costos de la energía valorada con los precios del MRS, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CES = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nc} \sum_{n=1}^M (Econ_{i,n,j} \times PEcon_{i,j}) + \sum_{k=1}^3 \left( \left( Cret_k - \sum_{j=1}^{Nc} Ccon_{k,j} \right) \times CC_k \right) + \sum_{k=1}^3 \sum_{j=1}^{Nc} Ccon_{k,j} \times PCcon_{k,j}$$

Donde:

- $Econ_{i,n,j}$  : Energía comprometida en contrato “j”, correspondiente a la hora “i”, en el nodo “n”, del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. Este valor se determinará conforme se señala en el numeral 2.5.
- $PEcon_{i,j}$  : Precio de la energía del contrato “j”, vigente en cada hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, incluidos los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares que corresponda trasladar a los usuarios conforme la normativa en vigencia.
- $Cret_k$  : Potencia retirada por la distribuidora en el período de control de la capacidad firme conforme al balance de capacidad firme del mes “k” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, efectuado por la unidad de Transacciones en el Mercado Mayorista.
- $Ccon_{k,j}$  : Capacidad comprometida en el contrato “j” correspondiente al mes “k” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- $CC_k$  : Cargo de capacidad vigente en el MRS en el mes “k” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. Para el caso de los meses en que no estuviera vigente el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, su valor será igual a cero.
- $PCcon_{k,j}$  : Precio de capacidad del contrato “j” correspondiente al mes “k” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- $Nt$  : Número de horas totales del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- $M$  : Número de nodos de abastecimiento de la distribuidora.
- $Nc$  : Número de contratos vigentes en cada mes del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

Los Contratos referidos en la definición de términos precedente, serán aquellos que se suscriban como resultado de un proceso de libre competencia desarrollado conforme a las normas legales y reglamentarias respectivas.

Finalmente, el precio  $PEt_B$ , para el bloque B se establecerá para cada distribuidora como:

$$PEt_p = PMRS^B + \frac{CES + AF + Cmer_t}{\sum_{i=1}^{Nt} Eret_i}$$

Los valores  $MRS_{i,n}$ , y  $PEcon_{i,j}$  se determinarán a estos efectos considerando lo señalado en el numeral 2.3.1.2.

En caso de encontrarse en vigencia en el MRS el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, para el ajuste trimestral de PEt que inicia su vigencia en el mes de julio de cada año, deberá sumarse al valor CES, el valor total, con su signo, del monto monetario correspondiente a la última reliquidación de pagos del balance de capacidad firme definitivo efectuado por la Unidad de Transacciones con anterioridad a la fecha del ajuste.

Con excepción de los precios de energía y de capacidad que corresponda considerar conforme a los contratos de libre concurrencia, y a no ser por la salvedad especificada en el numeral 2.4.1, las distribuidoras no podrán utilizar en el cálculo del ajuste trimestral valores distintos a los informados por la Unidad de Transacciones en el ICT especificado en el numeral 2.2.

## **2.4 PROCEDIMIENTO DE INFORMACIÓN Y VERIFICACIÓN DE PRECIOS AJUSTADOS**

### **2.4.1 Informe de Ajuste Trimestral**

A más tardar un día hábil antes de la entrada en vigencia del ajuste de precios, las distribuidoras deberán remitir a la SIGET los precios ajustados a aplicar y los antecedentes técnicos de este ajuste a efectos de constituir un respaldo de los cálculos realizados. Estos antecedentes deberán remitirse en la forma de un informe técnico a denominar Informe de Ajuste Trimestral.

El Informe de Ajuste Trimestral deberá contener:

- a) Precios de energía, cargos de capacidad, vigentes en el trimestre inmediatamente anterior a la fecha en que se aplicará el ajuste, en contratos de libre concurrencia, especificados por cada contrato,
- b) Cargos del Sistema (Csis) pagados, asociados a los contratos de largo plazo.
- c) Energías horarias y capacidades comprometidas en los contratos señalados en la letra a) precedente, para el trimestre inmediatamente anterior a la fecha en que se aplicará el ajuste.
- d) Otra información indispensable para el cálculo del precio ajustado de la energía trimestral, tomando como respaldo el contenido del ICT emitido por la UT conforme se dispone en la presente Metodología.
- e) Copia de los últimos comprobantes de los montos liquidados (US\$) no incluidos en el Informe anterior, que le fueron emitidos por los conceptos de regulación y servicio de operación del MER.

- f) Cálculo de los Intereses Reconocidos en concepto de pago por Cargos Regionales (IRCREG): Regulación y servicio de operación del MER, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.7.

Los antecedentes y resumen de los cálculos para la determinación del precio de la energía trimestral deberán presentarse de acuerdo con el formato que la SIGET informe oportunamente a las distribuidoras y de manera que permita la completa reproducción de los resultados.

En caso que algunos de los datos incorporados en el Informe de Ajuste Trimestral difieran de los informados por la Unidad de Transacciones, la distribuidora deberá anexar las aclaraciones y las evidencias que justifiquen la diferencia.

#### **2.4.2 Revisión de los Antecedentes**

En caso de ser necesario, la SIGET solicitará las correcciones que correspondan, las que deberán estar debidamente fundamentadas conforme a lo establecido en el Reglamento de la Ley y en la presente Metodología.

#### **2.4.3 Informes de Avance mensuales**

Con el objeto de que la SIGET pueda llevar a cabo el seguimiento de la evolución de los precios en el MRS y de las condiciones del Mercado Mayorista, las distribuidoras remitirán a la SIGET por correo electrónico, a más tardar el día 20 de cada uno de los meses en los que no se realicen ajustes de los precios de la energía, los datos de los literales a), b) y c) del numeral 2.4.1 correspondientes al mes inmediato anterior.

### **2.5 DETERMINACIÓN DE ENERGÍAS HORARIAS CONTRATADAS EN PROCESOS DE LIBRE CONCURRENCIA**

La forma de los contratos de suministro a contratar por la distribuidora en procesos de libre competencia, será estandarizada. Cada contrato de suministro se caracterizará por una capacidad a contratar en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico, y una energía asociada a suministrar.

La energía asociada del contrato será igual, en cada hora, y en cada nodo de suministro, a la cantidad que resulte de multiplicar la capacidad contratada por un factor de forma estadístico establecido como la demanda media horaria medida en esa hora y en ese nodo, dividido entre la demanda máxima anual integrada de la distribuidora.

A estos efectos, la Unidad de Transacciones determinará para cada distribuidora los factores de forma proporcionales que, multiplicados por la capacidad contratada señalada, determinen la energía horaria asociada al contrato respectivo de acuerdo a lo establecido en el inciso precedente.

Conforme a lo señalado, la energía a facturar por cada distribuidora con contratos de libre competencia se determinará del siguiente modo:

$$Econ_{i,n,j} = Ff_{i,n}^M \cdot Ccon_j$$

Donde:

- $Econ_{i,n,j}$  : Energía a facturar por el comercializador titular del contrato  $j$  en la hora  $i$  del año de facturación  $M$ , en el nodo de abastecimiento  $n$  de la distribuidora.
- $Ff_{i,n}^M$  : Factor de forma estadístico de la distribuidora en la hora  $i$  del año  $M$ , para el nodo de abastecimiento  $n$ . El factor de forma de cada nodo es una magnitud adimensional y se establece como la demanda media horaria medida ese nodo, dividido entre la demanda máxima anual integrada de la distribuidora.
- $Ccon_j$  : Capacidad comprometida por el comercializador titular del contrato  $j$ , suscritos conforme a procedimientos de libre competencia con la distribuidora.
- Año  $M$  : Periodo comprendido entre el 1 de mayo de cada año y el 30 de abril del año siguiente.

Los factores de forma por nodo de abastecimiento serán determinados anualmente por la Unidad de Transacciones utilizando datos históricos registrados para cada distribuidora para una ventana móvil compuesta por los treinta y seis meses anteriores al mes de abril del año en curso, y podrán basarse en consumos registrados en días y meses tipo. La UT deberá definir los factores de forma a más tardar el 20 de abril de cada año.

Las diferencias entre la energía contratada y la energía horaria efectivamente consumida, serán liquidadas en el MRS en el mes respectivo.

## 2.6 DISPOSICIÓN PARA DISTRIBUIDORES NUEVOS QUE ACTÚAN COMO COMERCIALIZADORES

En el caso de empresas distribuidoras nuevas que actúan como comercializadores, que por no haber operado anteriormente en el sector eléctrico salvadoreño, o de empresas distribuidoras existentes que, por circunstancias comerciales especiales, no cuenten con la información indispensable para la aplicación de las fórmulas de ajuste del precio de la energía contenidas en este procedimiento; los precios ajustados de la energía a trasladar a tarifas de los usuarios finales surgirán de un análisis especial realizado por la SIGET de cada caso en particular, tomando en cuenta la ubicación geográfica de las redes de dicha distribuidora, así como información histórica de precios de compra al MRS de otras distribuidoras que puedan ser utilizados como referencia.

## 2.7 INTERESES RECONOCIDOS POR LOS CARGOS REGIONALES

Para el cálculo de los Intereses Reconocidos en concepto de pago de Cargos Regionales pagados por las distribuidoras, se aplicará la siguiente fórmula:

$$IRC_{REG} = SMP * \frac{TA}{100} * \frac{FFin - FInicio}{365}$$

Donde:

IRC<sub>REG</sub>: Intereses Reconocidos en concepto de pago de Cargos Regionales pagados por las distribuidoras.

SMP: Saldo de Montos Pagados por la distribuidora por los Cargos Regionales según las fechas en las que se efectuaron cada uno de los pagos mensuales de acuerdo con los documentos de cobro.

TA: Tasa de interés promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador vigente en el momento de realizar los cálculos mensuales. En caso de que al momento en que se envíe el ICT a la SIGET, no se disponga de la tasa de interés anteriormente indicada para alguno de los meses del cálculo, se utilizará en dicho mes el valor de la última tasa de interés disponible.

FFin: Fecha hasta donde finaliza el cálculo de los intereses reconocidos. La fecha límite para el cálculo de los intereses es el último día del mes anterior al mes en que se realiza el ajuste, a partir de ese día se considera extinguido el SMP, de forma tal que para el siguiente ajuste del precio de la energía, se originará la acumulación de un nuevo SMP.

FInicio: Fecha de cálculo desde donde se inicia el cálculo de los intereses reconocidos, está asociada con las fechas en las que se efectuaron cada uno de los pagos mensuales de acuerdo con los documentos de cobro.

### **3. NORMAS PARA EL TRASLADO DEL PRECIO AJUSTADO DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONTENIDAS EN LOS PLIEGOS TARIFARIOS DE LOS USUARIOS FINALES**

#### **3.1 OBJETO**

Definir el mecanismo para determinar el precio de la energía según las categorías tarifarias en función de los precios ajustados de energía por banda horaria.

#### **3.2 DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS**

Con el cálculo de los P<sub>Et</sub> del trimestre inmediato anterior por bloque horario, determinado conforme a lo establecido en la presente metodología, y para cada una de las distribuidoras, se procede a realizar los cálculos del precio de la energía eléctrica por categoría tarifaria.

Los precios ajustados de la energía P<sub>Et</sub> corresponden a los patrones de consumo de los usuarios de una red de distribución considerados éstos en forma agregada. Las tarifas eléctricas a los usuarios finales, en cambio, deben considerar los patrones de consumo propios de las categorías tarifarias individualmente consideradas, puesto que tal como lo establece la Ley General de

Electricidad, los precios de la energía eléctrica a los usuarios finales deberán estar acordes con el nivel de voltaje, estacionalidad y distribución horaria del uso de ésta.

Las categorías tarifarias al usuario final establecidas en los pliegos tarifarios vigentes, son las siguientes:

- a) Pequeña Demanda: Servicios en los que la demanda máxima es de 10 kW o menos.
  - Uso Residencial:
    - Usuarios que hayan registrado un consumo mensual entre 0 y 99 kWh.
    - Usuarios que hayan registrado un consumo mensual mayor a los 99 kWh, el cobro mensual se facturará de conformidad con los siguientes bloques:
      - Bloque 1: Primeros 99 kWh/mes
      - Bloque 2: Consumo entre 100 kWh/mes y 199 kWh/mes
      - Bloque 3: Consumo igual o superior a 200 kWh/mes
  - Uso General
  - Alumbrado Público
- b) Medianas Demandas: Servicios en los que la demanda máxima es mayor que 10 kW y menor que 50 kW.
  - Baja Tensión con medidor electromecánico
  - Media Tensión con medidor electromecánico
  - Baja Tensión con medidor horario
  - Media Tensión con medidor horario
- c) Grandes Demandas: Servicios en los que la demanda máxima es mayor que 50 kW.
  - Baja Tensión con medidor horario
  - Media Tensión con medidor horario

A continuación se presentan las fórmulas tarifarias, debiendo distinguirse entre las categorías que cuentan con un medidor horario de aquéllas que no lo tienen:

### **3.2.1 CATEGORÍAS CON MEDIDOR HORARIO EN BAJA TENSIÓN**

Se establecerá un cargo por energía eléctrica por bloque horario, que se determinará como el precio ajustado de la energía de cada bloque horario, incrementado por el producto de los factores de pérdidas de media y baja tensión, el coeficiente de transferencia intertarifas para el

componente de energía y el coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas.

Las siguientes categorías de la estructura tarifaria vigente cuentan con medidor horario en baja tensión:

a) Mediana Demanda Baja Tensión con medición horaria.

$$CE_{punta} = PE_{tp} * K_{set8n1} + PE_{tp} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt8n1}$$

$$CE_{resto} = PE_{tr} * K_{set8n1} + PE_{tr} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt8n1}$$

$$CE_{valle} = PE_{tv} * K_{set8n1} + PE_{tv} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt8n1}$$

Donde:

CE <sub>punta</sub> :	Cargo Variable de Energía en el período de punta
CE <sub>resto</sub> :	Cargo Variable de Energía en el período de resto
CE <sub>valle</sub> :	Cargo Variable de Energía en el período de valle
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K <sub>set8n1</sub> :	Coficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Medianas Demandas Baja Tensión con medición horaria
K <sub>spt8n1</sub> :	Coficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Medianas Demandas Baja Tensión con medición horaria
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión
FPEBT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Baja Tensión

b) Gran Demanda Baja Tensión con medición horaria.

$$CE_{punta} = PE_{tp} * K_{set9n1} + PE_{tp} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt9n1}$$

$$CE_{resto} = PE_{tr} * K_{set9n1} + PE_{tr} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt9n1}$$

$$CE_{valle} = PE_{tv} * K_{set9n1} + PE_{tv} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt9n1}$$

Donde:

CE <sub>punta</sub> :	Cargo Variable de Energía en el período de punta
CE <sub>resto</sub> :	Cargo Variable de Energía en el período de resto
CE <sub>valle</sub> :	Cargo Variable de Energía en el período de valle
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K <sub>set9n1</sub> :	Coficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Grandes Demandas Baja Tensión con medición horaria
K <sub>spt9n1</sub> :	Coficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Grandes Demandas Baja Tensión con medición horaria

FPEMT: Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión  
 FPEBT: Factor de pérdidas de energía en la red de Baja Tensión

### 3.2.2 CATEGORÍAS CON MEDIDOR HORARIO EN MEDIA TENSIÓN

Se establecerá un cargo por energía eléctrica por bloque horario, que se determinará como el precio ajustado de la energía de cada bloque horario, incrementado por el factor de pérdidas de media tensión, el coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía y el coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas.

Las siguientes categorías de la estructura tarifaria vigente cuentan con medidor horario en media tensión:

#### a) Mediana Demanda Media Tensión con medición horaria

$$\begin{aligned} CE_{\text{punta}} &= PE_{t_p} * K_{\text{set}3n2} + PE_{t_p} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt}3n2} \\ CE_{\text{resto}} &= PE_{t_R} * K_{\text{set}3n2} + PE_{t_R} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt}3n2} \\ CE_{\text{valle}} &= PE_{t_v} * K_{\text{set}3n2} + PE_{t_v} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt}3n2} \end{aligned}$$

Donde:

CE<sub>punta</sub>: Cargo Variable de Energía en el período de punta  
 CE<sub>resto</sub>: Cargo Variable de Energía en el período de resto  
 CE<sub>valle</sub>: Cargo Variable de Energía en el período de valle  
 PE<sub>t<sub>p</sub></sub>: Precio ajustado de la energía en el período horario de Punta  
 PE<sub>t<sub>R</sub></sub>: Precio ajustado de la energía en el período horario de Resto  
 PE<sub>t<sub>v</sub></sub>: Precio ajustado de la energía en el período horario de Valle  
 K<sub>set3n2</sub>: Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Medianas Demandas Media Tensión con medición horaria  
 K<sub>spt3n2</sub>: Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Medianas Demandas Media Tensión con medición horaria  
 FPEMT: Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión

#### b) Gran Demanda Media Tensión con medición horaria

$$\begin{aligned} CE_{\text{punta}} &= PE_{t_p} * K_{\text{set}4n2} + PE_{t_p} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt}4n2} \\ CE_{\text{resto}} &= PE_{t_R} * K_{\text{set}4n2} + PE_{t_R} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt}4n2} \\ CE_{\text{valle}} &= PE_{t_v} * K_{\text{set}4n2} + PE_{t_v} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt}4n2} \end{aligned}$$

Donde:

CE<sub>punta</sub>: Cargo Variable de Energía en el período de punta  
 CE<sub>resto</sub>: Cargo Variable de Energía en el período de resto  
 CE<sub>valle</sub>: Cargo Variable de Energía en el período de valle  
 PE<sub>t<sub>p</sub></sub>: Precio ajustado de la energía en el período horario de Punta  
 PE<sub>t<sub>R</sub></sub>: Precio ajustado de la energía en el período horario de Resto

PE <sub>t<sub>v</sub></sub> :	Precio ajustado de la energía en el período horario de Valle
K <sub>set4n2</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Grandes Demandas Media Tensión con medición horaria
K <sub>spt4n2</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Grandes Demandas Media Tensión con medición horaria
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión

### 3.2.3 CATEGORÍAS SIN MEDIDOR HORARIO

Para cada una de estas categorías se determinará un solo cargo por energía eléctrica, el cual será calculado como un promedio ponderado de los precios ajustados de la energía de cada bloque horario, incrementado por el factor de pérdidas de Media Tensión, si la conexión es en media tensión, y por la multiplicación de los factores de pérdidas de Media y Baja Tensión, si la conexión es en Baja Tensión, el coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía y el coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas.

#### a) Mediana Demanda Media Tensión con Medición de Potencia

$$CE = ((PE_{tp} * K_{3pt2n2} + PE_{tr} * K_{3rt2n2} + PE_{tv} * K_{3vt2n2}) * K_{set2n2}) + ((PE_{tp} * K_{3pt2n2} + PE_{tr} * K_{3rt2n2} + PE_{tv} * K_{3vt2n2}) * (FPEMT - 1) * K_{spt2n2})$$

Donde:

CE:	Cargo de Energía
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K <sub>3pt2n2</sub> :	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Medianas Demandas en MT con Medición de Potencia
K <sub>3rt2n2</sub> :	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Medianas Demandas en MT con Medición de Potencia
K <sub>3vt2n2</sub> :	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Medianas Demandas en MT con Medición de Potencia
K <sub>set2n2</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Medianas Demandas Media Tensión con medición de potencia
K <sub>spt2n2</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Medianas Demandas Media Tensión con medición de potencia
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la punta en la red de Media Tensión

#### b) Mediana Demanda Baja Tensión con Medición de Potencia

$$CE = ((PE_{tp} * K_{3pt7n1} + PE_{tr} * K_{3rt7n1} + PE_{tv} * K_{3vt7n1}) * K_{set7n1}) + ((PE_{tp} * K_{3pt7n1} + PE_{tr} * K_{3rt7n1} + PE_{tv} * K_{3vt7n1}) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{3pt7n1})$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K3pt7n1:	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Medianas Demandas en BT con Medición de Potencia
K3rt7n1:	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Medianas Demandas en BT con Medición de Potencia
K3vt7n1:	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Medianas Demandas en BT con Medición de Potencia
Kset7n1:	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Medianas Demandas Baja Tensión con medición de potencia
Kspt7n1:	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Medianas Demandas Baja Tensión con medición de potencia
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión
FPEBT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Baja Tensión

c) Residencial para usuarios que hayan registrado un consumo mensual entre 0 y 99 kWh.

$$CE = ((PE_{tp} * K3pt1n1 + PE_{tr} * K3rt1n1 + PE_{tv} * K3vt1n1) * Ksetn1) + ((PE_{tp} * K3pt1n1 + PE_{tr} * K3rt1n1 + PE_{tv} * K3vt1n1) * (FPEMT * FPEBT) - 1) * Ksptn1$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K3pt1n1:	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría t1n1
K3rt1n1:	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría t1n1
K3vt1n1:	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría t1n1
Ksetn1:	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa Residencial Subsidiada. Para las distribuidoras que no tengan asignado este código utilizarán el código Kset1n1. (ver Anexo1).
Ksptn1:	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Residencial Subsidiada. Para las distribuidoras que no tengan asignado este código utilizarán el código Kspt1n1. (ver Anexo1).
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión
FPEBT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Baja Tensión

d) Residencial consumos mensuales mayores que 99 kWh

i. **Bloque 1: Para los primeros 99 kWh/mes:**

$$CE = ((PE_{tp} * K_{3pt1n1} + PE_{tr} * K_{3rt1n1} + PE_{tv} * K_{3vt1n1}) * K_{set1n1}) + ((PE_{tp} * K_{3pt1n1} + PE_{tr} * K_{3rt1n1} + PE_{tv} * K_{3vt1n1}) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt1n1})$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K <sub>3pt1n1</sub> :	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 1, t1n1
K <sub>3rt1n1</sub> :	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 1, t1n1
K <sub>3vt1n1</sub> :	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 1, t1n1
K <sub>set1n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa Residencial Bloque 1, t1n1.
K <sub>spt1n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa Residencial Bloque 1, t1n1.
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión
FPEBT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Baja Tensión

ii. **Bloque 2: Para los consumos entre 100 y 199 kWh/mes:**

$$CE = ((PE_{tp} * K_{3pt2n1} + PE_{tr} * K_{3rt2n1} + PE_{tv} * K_{3vt2n1}) * K_{set2n1}) + ((PE_{tp} * K_{3pt2n1} + PE_{tr} * K_{3rt2n1} + PE_{tv} * K_{3vt2n1}) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt2n1})$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K <sub>3pt2n1</sub> :	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 2, t2n1
K <sub>3rt2n1</sub> :	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 2, t2n1
K <sub>3vt2n1</sub> :	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 2, t2n1
K <sub>set2n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa Residencial Bloque 2, t2n1
K <sub>spt2n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa Residencial Bloque 2, t2n1
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión
FPEBT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Baja Tensión

iii. **Bloque 3: Para los consumos mayores a 199 kWh/mes:**

$$CE = ((PE_{tp} * K_{3pt3n1} + PE_{tr} * K_{3rt3n1} + PE_{tv} * K_{3vt3n1}) * K_{set3n1}) + ((PE_{tp} * K_{ept3n1} + PE_{tr} * K_{ert3n1} + PE_{tv} * K_{evt3n1}) * (FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt3n1}$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K <sub>3pt3n1</sub> :	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 3, t <sub>3n1</sub>
K <sub>3rt3n1</sub> :	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 3, t <sub>3n1</sub>
K <sub>3vt3n1</sub> :	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 3, t <sub>3n1</sub>
K <sub>set3n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa Residencial Bloque 3, t <sub>3n1</sub>
K <sub>spt3n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa Residencial Bloque 3, t <sub>3n1</sub>
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión
FPEBT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Baja Tensión

e) General

$$CE = ((PE_{tp} * K_{3pt4n1} + PE_{tr} * K_{3rt4n1} + PE_{tv} * K_{3vt4n1}) * K_{set4n1}) + ((PE_{tp} * K_{ept4n1} + PE_{tr} * K_{ert4n1} + PE_{tv} * K_{evt4n1}) * (FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt4n1}$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K <sub>3pt4n1</sub> :	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría General, t <sub>4n1</sub>
K <sub>3rt4n1</sub> :	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría General, t <sub>4n1</sub>
K <sub>3vt4n1</sub> :	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría General, t <sub>4n1</sub>
K <sub>set4n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa General, t <sub>4n1</sub>
K <sub>spt4n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa General, t <sub>4n1</sub>
FPEMT:	Factor de pérdidas medias de energía en la punta en la red de Media Tensión
FPEBT:	Factor de pérdidas medias de energía en la punta en la red de Baja Tensión

f) Alumbrado Público

$$CE = ((PE_{tp} * K_{3pt5n1} + PE_{tr} * K_{3rt5n1} + PE_{tv} * K_{3vt5n1}) * K_{set5n1}) + ((PE_{tp} * K_{3pt5n1} + PE_{tr} * K_{3rt5n1} + PE_{tv} * K_{3vt5n1}) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt5n1})$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE <sub>tp</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE <sub>tr</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE <sub>tv</sub> :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K <sub>3pt5n1</sub> :	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Alumbrado Público, t <sub>5n1</sub>
K <sub>3rt5n1</sub> :	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Alumbrado Público, t <sub>5n1</sub>
K <sub>3vt5n1</sub> :	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Alumbrado Público, t <sub>5n1</sub>
K <sub>set5n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Alumbrado Público, t <sub>5n1</sub>
K <sub>spt5n1</sub> :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Alumbrado Público, t <sub>5n1</sub>
FPEMT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Media Tensión
FPEBT:	Factor de pérdidas de energía en la red de Baja Tensión

Los factores de redistribución tarifaria de cada distribuidora aparecen en el “Anexo I” de esta metodología.

### 3.3 PUBLICACIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La publicación de las tarifas a los usuarios finales basadas en los nuevos precios ajustados de la energía, previa revisión de SIGET, la realizará cada distribuidora a más tardar el día de entrada en vigencia de dichos precios en un medio de prensa de alta circulación nacional.

b) Notificar el presente Acuerdo junto con su Anexo I, el cual forma parte integrante del mismo. “.....L.E.M.M. ....Superintendente.....Rubricada.....”.



Atentamente,

Ingeniero Giovanni Hernández  
Gerencia de Electricidad



## ANEXO I

Factores de redistribución tarifaria que deberán ser utilizados por cada una de las empresas distribuidoras en el cálculo de las tarifas de energía:

Código Tarifa	CAESS	K3p	K3v	K3r	FPEMT		FPEBT		Kse	Ksp
					1.03135314	1.07798428				
tsn1	BT									
t1n1	PD 1-RS <= 99 KWH - BT	0.40957603	0.13430456	0.45611941					0.99545000	1.09170100
t2n1	PD RESIDENCIAL < 100KWH - BT	0.40957603	0.13430456	0.45611941					0.99545398	0.91377000
t3n1	PD RESIDENCIAL >=100 y <= 200KWH - BT	0.33103537	0.15997822	0.50898641					0.99545398	0.91377000
t4n1	PD RESIDENCIAL > 200KWH - BT	0.26829552	0.17877029	0.55293419					0.99545398	0.91377000
t5n1	PD GENERAL - BT	0.19675373	0.12318027	0.68006600					1.00000000	0.91795000
t7n1	PD ALUMBRADO - BT	0.30434783	0.52173913	0.17391304					1.00000000	0.91795000
t8n1	MD CMP - BT	0.16043046	0.11109957	0.72846997					1.00000000	1.07400000
t9n1	MD CMH - BT	0.16043046	0.11109957	0.72846997					1.00000000	1.19000000
t2n2	GD CMH - BT	0.19114569	0.15988839	0.64896592					1.00000000	1.19000000
	MT									
t2n2	MD CMP - MT	0.18715639	0.13801808	0.67482553					1.00000000	0.99000000
t3n2	MD CMH - MT	0.18715639	0.13801808	0.67482553					1.00000000	1.33000000
t4n2	GD CMH - MT	0.19114569	0.15988839	0.64896592					1.00000000	1.33000000



**SIGET**

DELSUR		K3p	K3v	K3r	FPENT	FPEBT	Kse	Ksp
Código Tarifario	BT				1.04865772	1.06945975		
t1n1	PD 1-RS <= 99 KWH - BT	0.39111407	0.14628706	0.46259887			0.99616701	1.17970000
t1n1	PD RESIDENCIAL < 100KWH - BT	0.39111407	0.14628706	0.46259887			0.99616701	0.73819000
t2n1	PD RESIDENCIAL >=100 y <= 200KWH - BT	0.32248243	0.17132934	0.50618823			0.99616701	0.73825000
t3n1	PD RESIDENCIAL > 200KWH - BT	0.27304313	0.18004550	0.54691137			0.99616701	0.73826000
t4n1	PD GENERAL - BT	0.20926617	0.14799600	0.64273783			1.00000000	0.74109000
t5n1	PD ALUMBRADO - BT	0.30434783	0.52173913	0.17391304			1.00000000	0.74106500
t7n1	MD CMP - BT	0.17609278	0.12820755	0.69569967			1.00000000	1.33000000
t8n1	MD CMH - BT	0.17609278	0.12820755	0.69569967			1.00000000	1.38000000
t9n1	GD CMH - BT	0.19673605	0.18255868	0.62070526			1.00000000	1.38000000
	MT							
t2n2	MD CMP - MT	0.17926462	0.13562996	0.68510542			1.00000000	1.43000000
t3n2	MD CMH - MT	0.17926462	0.13562996	0.68510542			1.00000000	1.52800000
t4n2	GD CMH - MT	0.19673605	0.18255868	0.62070526			1.00000000	1.52800000

Código Tarifa	EEO	K3p	K3v	K3r	FPEMT	FPEBT	Kse	Ksp
	<b>BT</b>				1.03842160	1.07223338		
t3n1	PD 1-RS <= 99 KWH - BT	0.37616705	0.15606417	0.46776878			0.99298710	1.32065000
t1n1	PD RESIDENCIAL < 100KWH - BT	0.37616705	0.15606417	0.46776878			0.99298710	0.93213000
t2n1	PD RESIDENCIAL >=100 y <= 200KWH - BT	0.31865842	0.20387556	0.47746602			0.99298710	0.93215000
t3n1	PD RESIDENCIAL > 200KWH - BT	0.25979231	0.24869059	0.49151710			0.99298710	0.93212000
t4n1	PD GENERAL - BT	0.19694886	0.14950353	0.65354761			1.00000000	0.93869000
t5n1	PD ALUMBRADO - BT	0.41025641	0.51282051	0.07692308			1.00000000	0.93875000
t7n1	MD CMP - BT	0.12724144	0.03538755	0.83737101			1.00000000	1.02000000
t8n1	MD CMH - BT	0.12724144	0.03538755	0.83737101			1.00000000	1.27000000
t9n1	GD CMH - BT	0.17147986	0.15364379	0.67487635			1.00000000	1.27000000
	<b>MT</b>							
t2n2	MD CMP - MT	0.16978803	0.13061993	0.69959204			1.00000000	1.25000000
t3n2	MD CMH - MT	0.16978803	0.13061993	0.69959204			1.00000000	1.36000000
t4n2	GD CMH - MT	0.17147986	0.15364379	0.67487635			1.00000000	1.36000000



**SIGET**

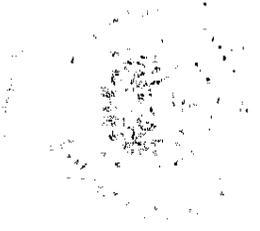
Código Tarifa	CLESA	K3p	K3v	K3r	FP		Kse	Ksp
					FPEMT	FPEBT		
	<b>BT</b>				1.032833786	1.07192155		
t1n1	PD 1-RS <= 99 KWH - BT	0.40838164	0.13464244	0.45697592			0.99583300	1.30740000
t1n1	PD RESIDENCIAL < 100KWH - BT	0.40838164	0.13464244	0.45697592			0.99583300	0.87321000
t2n1	PD RESIDENCIAL >=100 y <= 200KWH - BT	0.33049659	0.16017654	0.50932686			0.99583300	0.87317000
t3n1	PD RESIDENCIAL > 200KWH - BT	0.26593500	0.17974624	0.55431876			0.99583300	0.87321000
t4n1	PD GENERAL - BT	0.24756546	0.18112898	0.57130556			1.00000000	0.87686000
t5n1	PD ALUMBRADO - BT	0.30434783	0.52173913	0.17391304			1.00000000	0.87689000
t7n1	MD CMP - BT	0.15950105	0.10869396	0.73180499			1.00000000	1.17000000
t8n1	MD CMH - BT	0.15950105	0.10869396	0.73180499			1.00000000	1.17000000
t9n1	GD CMH - BT	0.18164663	0.18631909	0.63203428			1.00000000	1.17000000
	<b>MT</b>							
t2n2	MD CMP - MT	0.18519788	0.14354579	0.67125633			1.00000000	1.51700000
t3n2	MD CMH - MT	0.18519788	0.14354579	0.67125633			1.00000000	1.53000000
t4n2	GD CMH - MT	0.18164663	0.18631909	0.63203428			1.00000000	1.53000000

Código Tarifa	EDESAL	K3p	K3v	K3r	FPEMT	FPEBT	Kse	Ksp
	BT				1.04318798	1.07526882		
t1n1	PD RESIDENCIAL < 100KWH - BT	0.39630970	0.14282456	0.46086574			0.99157000	0.99777672
t2n1	PD RESIDENCIAL ≥ 100 y < 200KWH - BT	0.32566820	0.17383992	0.50049188			1.00286500	0.99777672
t3n1	PD RESIDENCIAL ≥ 200 y ≤ 300	0.26676649	0.19681315	0.53642036			1.01170000	0.99777672
t4n1	PD GENERAL - BT	0.21263356	0.15045220	0.63691425			0.99823000	1.00000000
t5n1	PD ALUMBRADO - BT	0.33082497	0.51950948	0.14966555			1.00244100	1.00000000
t7n1	MD CMP - BT	0.15581643	0.09584716	0.74833641			0.98858010	1.00000000
t8n1	MD CMH - BT	0.15581643	0.09584716	0.74833641			1.00588000	1.00000000
t9n1	GD CMH - BT	0.18525206	0.17060249	0.64414545			1.00588000	1.00000000
	MT							
t2n2	MD CMP - MT	0.18035173	0.13695344	0.68269483			0.99630000	1.00000000
t3n2	MD CMH - MT	0.18035173	0.13695344	0.68269483			1.00547000	1.00000000
t4n2	GD CMH - MT	0.18525206	0.17060249	0.64414545			1.00547000	1.00000000



**SIGET**

Código Tarifa	DEUSEM BT	K3p	K3v	K3r	FPENT	FPEBT	Kse	Ksp
					1.017603310	1.07076330		
t1n1	PD 1-RS <= 99 KWH - BT	0.38286226	0.17026953	0.44686821			0.99539134	1.67500000
t1n1	PD RESIDENCIAL < 100KWH - BT	0.38286226	0.17026953	0.44686821			0.99539134	0.99539134
t2n1	PD RESIDENCIAL >=100 y <= 200KWH - BT	0.31954524	0.19359047	0.48686429			0.99539134	0.99539134
t3n1	PD RESIDENCIAL > 200KWH - BT	0.26741377	0.22115980	0.51142643			0.99539134	0.99539134
t4n1	PD GENERAL - BT	0.20554935	0.15525082	0.63919983			1.00000000	1.00000000
t5n1	PD ALUMBRADO - BT	0.39915966	0.50420168	0.09663866			1.00000000	1.00000000
t7n1	MD CMP - BT	0.11003030	0.05989653	0.83007318			1.00000000	1.00000000
t8n1	MD CMH - BT	0.11003030	0.05989653	0.83007318			1.00000000	1.00000000
t9n1	GD CMH - BT	0.12335702	0.08882188	0.78782110			1.00000000	1.00000000
	MT							
t2n2	MD CMP - MT	0.16338618	0.12556784	0.71104598			1.00000000	1.00000000
t3n2	MD CMH - MT	0.16338618	0.12556784	0.71104598			1.00000000	1.00000000
t4n2	GD CMH - MT	0.18563819	0.13127571	0.68308610			1.00000000	1.00000000



Código Tarifario	ABRUZZO	K3p	K3v	K3r	FPEMT	FPEBT	Kse	Ksp
	BT				1.01760456	1.06940434		
11n1	PD RESIDENCIAL < 100KWH - BT	0.39111407	0.14628706	0.46259887			1.00000000	1.00000000
12n1	PD RESIDENCIAL >=100 y <= 200KWH - BT	0.32248243	0.17132934	0.50618823			1.00000000	1.00000000
13n1	PD RESIDENCIAL > 200KWH - BT	0.27304313	0.18004550	0.54691137			1.00000000	1.00000000
14n1	PD GENERAL - BT	0.20926617	0.14799600	0.64273783			1.00000000	1.00000000
15n1	PD ALUMBRADO - BT	0.30434783	0.52173913	0.17391304			1.00000000	1.00000000
17n1	MD CMP - BT	0.17609278	0.12820755	0.69569967			0.95000000	1.00000000
18n1	MD CMH - BT	0.17609278	0.12820755	0.69569967			0.95000000	1.00000000
19n1	GD CMH - BT	0.19673605	0.18255868	0.62070526				
	MT							
12n2	MD CMP - MT	0.17926462	0.13562996	0.68510542			1.00000000	1.00000000
13n2	MD CMH - MT	0.17926462	0.13562996	0.68510542			0.90000000	1.00000000
14n2	GD CMH - MT	0.19673605	0.18255868	0.62070526			0.90000000	1.00000000



**SIGET**

Código Tarifa	B&D SERVICIOS TÉCNICOS BT	K3p	K3v	K3r	FP		Kse	Ksp
					FPENT	FPBET		
t1n1	PD RESIDENCIAL < 100KWH - BT	0.40957603	0.13430456	0.45611941	1.03092784	1.07526882	0.99545398	0.94090000
t2n1	PD RESIDENCIAL >=100 y <= 200KWH - BT	0.33103537	0.15997822	0.50898641			0.99545398	1.11570000
t3n1	PD RESIDENCIAL > 200KWH - BT	0.26829552	0.17877029	0.55293419	0.99545398	1.32430000		
t4n1	PD GENERAL - BT	0.19675373	0.12318027	0.68006600	1.00000000	1.08940000		
t5n1	PD ALUMBRADO - BT	0.30434783	0.52173913	0.17391304	1.00000000	0.96730000		
t7n1	MD CMP - BT	0.16043046	0.11109957	0.72846997	1.00000000	0.89890000		
t8n1	MD CMH - BT	0.16043046	0.11109957	0.72846997	1.00000000	1.00000000		
t9n1	GD CMH - BT	0.19114569	0.15988839	0.64896592	1.00000000	1.00000000		
	MT							
t2n2	MD CMP - MT	0.18715639	0.13801808	0.67482553	1.00000000	0.83700000		
t3n2	MD CMH - MT	0.18715639	0.13801808	0.67482553	1.00000000	1.00000000		
t4n2	GD CMH - MT	0.19114569	0.15988839	0.64896592	1.00000000	1.00000000		