

ANEXO A DEL ACUERDO No. 124-E-2013

**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 y las distribuidoras 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 2.8.
- 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.
- n) La identificación de los PMs a los que se aplicó las disposiciones establecidas en el Anexo III de esta metodología y los nodos de interconexión entre el PM distribuidor y el PM intermediario.
- o) El balance de energía en el nodo de interconexión de retiro del PM Intermediario, de tal manera de descontar de la medición oficial de ese nodo, los retiros reales del PM distribuidor interconectado.

Los nodos de retiro deberán incluir aquellos nodos de interconexión entre un distribuidor y un PM intermediario que hayan sido habilitados por la SIGET, de acuerdo con el Procedimiento correspondiente del Anexo III.

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 a las 12:00 horas del noveno día hábil del mes en el que se efectuará 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.

No obstante lo anterior, en caso que en el mes del ajuste de precios existan uno o más días feriados previos a la realización del mismo, la UT deberá remitir el ICT a más tardar el octavo día hábil de ese mes. Si la aplicación de ese criterio imposibilita 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.

En caso que la fecha de entrega del ICT, definida de acuerdo con las reglas de los párrafos anteriores, no permita a la UT disponer de la información completa del Mercado Eléctrico Nacional o Regional; la UT deberá remitir el ICT en esa fecha, con base en la mejor información disponible, y quedará sobrentendido que en el ajuste de precios del siguiente trimestre tendrá que aplicarse lo dispuesto en el numeral 2.4.3. El ICT con base en información definitiva, deberá ser remitido por la UT a las distribuidoras y a la SIGET, a más tardar antes de la finalización del mes de ajuste correspondiente.

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 y las Distribuidoras 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 y de las Distribuidoras, 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 PROCEDIMIENTO A UTILIZAR POR LAS DISTRIBUIDORAS PARA INFORMAR LOS CONTRATOS DE FUENTES RENOVABLES CONECTADAS EN DISTRIBUCIÓN

El procedimiento a utilizar por las Distribuidoras para elaborar y remitir mensual y trimestralmente a la SIGET un informe conteniendo la energía retirada y los precios de los contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente a la red de distribución, 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, se hará conforme a la normativa específica que la SIGET elabore para tal propósito.

No obstante lo anterior, la información trimestral de los contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución será remitida a la SIGET a más

tardar el séptimo día hábil del mes con el que se inicia el trimestre para el cual se determinará el ajuste de precios de la energía, las distribuidoras deberán remitir los datos de precios y energía retirada correspondientes al trimestre recién finalizado. Por otra parte, la información de precios y energía retirada de los contratos antes señalados, será remitida a 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.

En caso que la existencia de días feriados previos a la realización del ajuste, a criterio de la SIGET, imposibilite contar con tiempo razonable para la revisión de la información correspondiente a los contratos de fuentes renovables conectadas a distribución; entonces la SIGET informará 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 concerniente a este tipo de contratos

2.4 AJUSTE TRIMESTRAL

El precio ajustado de la energía entrará en vigencia el día 15 de los meses de enero, abril, julio y octubre, según corresponda. El ajuste será de aplicación automática.

2.4.1 Formulación General del Ajuste

2.4.1.1 Fórmula General

El precio de la energía trimestral será ajustado con la siguiente fórmula:

$$PEt = \frac{CE + AF + Cmer_t}{\sum_{i=1}^{Nt} Eret_i + \sum_{i=1}^{Nt} Eret \text{ renovable}_i}$$

Con:

$$CE = \sum_{i=1}^{Nt} \left(\left(Eret_i - \sum_{j=1}^{Nc} Econ_{ij} \right) \times MRS_i \right) + \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nc} (Econ_{ij} \times PEcon_{ij}) + \sum_{k=1}^3 \left(\left(Cret_k - \sum_{j=1}^{Nc} Ccon_{kj} \right) \times CC_k \right) + \sum_{k=1}^3 \sum_{j=1}^{Nc} Ccon_{kj} \times PCcon_{kj} + \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nr} (Econ \text{ renovable}_{ij} \times PEcon \text{ renovable}_{ij})$$

Donde:

PEt : Precio de la energía trimestral.

CE : Costo de la energía.

Eret_i : Energía total retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista en la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

Eret renovable_i : Energía total retirada por el distribuidor en la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales.

$E_{con\ ij}$	:	Energía comprometida en el contrato “j”, correspondiente a la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
$E_{con\ renovable\ ij}$	:	Energía proveniente del contrato de fuentes renovables “j” en la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscrito a través de licitaciones especiales.
MRS_i	:	Precio MRS en la hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
$PE_{con\ ij}$	:	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.
$PE_{con\ renovable\ ij}$	:	Precio de la energía del contrato de fuentes renovables “j” en la hora “i” con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscrito a través de licitaciones especiales, del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
$Cret_k$	:	Potencia retirada por el distribuidor en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico, conforme al balance de potencia firme efectuado para el mes “k” por la Unidad de Transacciones en el Mercado Mayorista correspondiente al requisito de información del literal k) del numeral 2.2.1.1.
$C_{con\ kj}$	:	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_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.
$PC_{con\ kj}$	:	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.
Nr	:	Número total de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales.
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 _t	:	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 2.8.

Los contratos referidos en la definición de términos precedente, serán aquéllos que se suscriban como resultado de un proceso de libre concurrencia desarrollado conforme a las normas legales y reglamentarias respectivas, debiendo distinguirse explícitamente aquellos respaldados con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales, ya que tienen características diferentes a los que son informados en el Mercado Mayorista.

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 de la energía en punta, resto y valle del período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2002, aprobado por la SIGET para cada distribuidor.
Emrs _i	:	Energía retirada por la distribuidora en la hora “i” al MRS.
PMon _i	:	Precio Monómico de la energía en el MRS en la hora “i” en el nodo correspondiente.
H	:	Número de horas totales del mes.

2.4.1.2 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:

- $CMO_{i,n}$: 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).
- $PEconSC_j$: 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). Estos precios no corresponden a contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.
- $Csis_i$: 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 $PEcon_{i,j}$ del contrato “j” diferente para cada hora “i” del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

2.4.2 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:

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

Donde:

- $PMRS^B$: Precio promedio del MRS ponderado por relación entre la energía retirada en el MRS y la energía total retirada por la distribuidora,

aplicable al bloque B, en donde el superíndice -B indica el bloque horario de Punta, Resto y Valle.

- MRS_{i,n} : 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^B_{i,n} : Energía total retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista 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 renovable^B_{i,n} : 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, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.
- Econ^B_{i,n,j} : 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 2.6.
- 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 en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- K : Número de nodos de abastecimiento de la distribuidora asociados a contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.
- N_C : 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:

$$CES = \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_c} \sum_{n=1}^M (Econ_{i,n,j} \times PEcon_{i,j}) + \sum_{k=1}^3 \left(\left(Cret_k - \sum_{j=1}^{N_c} Ccon_{k,j} \right) \times CC_k \right) + \sum_{k=1}^3 \sum_{j=1}^{N_c} Ccon_{k,j} \times PCcon_{k,j} + \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_r} \sum_{n=1}^K (Econ\ renovable_{i,n,j} \times PEcon\ renovable_{i,j})$$

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 2.6

- Econ renovable_{i,n,j} : Energía comprometida en contrato “j” de fuente renovable con generación conectada directamente al sistema de distribución, 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 2.6.
- 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.
- PEcon renovable_{i,j} : Precio de la energía del contrato “j” en la hora “i” de fuente renovable con generación conectada directamente al sistema de distribución, vigente en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- 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.
- 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 en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- K : Número de nodos de abastecimiento de la distribuidora asociados a contratos con fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.

- Nc : Número de contratos vigentes en cada mes del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- Nr : Número total de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales.

Los Contratos referidos en la definición de términos precedente, serán aquellos que se suscriban como resultado de un proceso de libre concurrencia desarrollado conforme a las normas legales y reglamentarias respectivas, debiendo distinguirse explícitamente aquellos respaldados con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales, ya que tienen características diferentes a los que son informados en el Mercado Mayorista.

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

$$PEt_B = PMRS^B + \frac{CES + AF + Cmer_t}{\sum_{i=1}^{Nt} Eret_i + \sum_{i=1}^{Nr} Eret_{renovable_i}}$$

Los valores $MRS_{i,n}$, y $PEcon_{i,j}$ se determinarán a estos efectos considerando lo señalado en el numeral 2.4.1.2.

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.

Previo validación de la SIGET, en el ajuste que corresponda deberá sumarse al valor CES, el valor total, con su signo, el monto monetario por distribuidora, pendiente de trasladar al usuario final, que resulte del recálculo de las transacciones en el Mercado Mayorista realizada por la UT, producto de la oficialización de la información de transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional o Regional, la cual a la fecha de envío del ICT del trimestre inmediato anterior no era definitiva. Dicho monto se calculará de conformidad con las fórmulas del numeral 2.4.3.

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 2.5.1, 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.

2.4.3 Monto monetario pendiente de trasladar a las tarifas de los usuarios finales por uso de información no definitiva

El Monto monetario pendiente de trasladar a las tarifas de los usuarios finales por el uso de información no definitiva en los cálculos del ajuste del trimestre anterior, debido a que la UT

no contó oportunamente con la información oficial definitiva de las transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional o Regional, se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MontoPendiente = \sum_{B=1}^3 \left[(PEt_B^{def} - PEt_B) * \left(\sum_{n=1}^M \sum_{i=1}^L Eret^{def}_{B,i,n} + \sum_{n=1}^K \sum_{i=1}^L Eret^{def}_{renovable}_{B,i,n} \right) \right]$$

Donde:

- PEt_B^{def} : Precio de la energía trimestral del bloque horario “B” correspondiente al ajuste anterior calculado con información definitiva.
- PEt_B : Precio de la energía trimestral del bloque horario “B” correspondiente al ajuste anterior calculado con información no definitiva.
- $Eret^{def}_{B,i,n}$: Energía total definitiva retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista en la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes del último ajuste realizado.
- $Eret^{def}_{renovable}_{B,i,n}$: Energía total definitiva retirada por la distribuidora en la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes del último ajuste realizado, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.
- B : Números del 1 al 3 con los que se identifica cada Banda horaria: punta, resto o valle.
- L : Número total de horas que componen el bloque horario B a lo largo de todo el trimestre considerado.
- K : Número de nodos de abastecimiento de la distribuidora asociados a contratos con fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.
- M : Número de nodos de abastecimiento de la distribuidora en el Mercado Mayorista de Electricidad.

2.5 PROCEDIMIENTO DE INFORMACIÓN Y VERIFICACIÓN DE PRECIOS AJUSTADOS

2.5.1 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 2.8.
- g) En caso que aplique, el cálculo del monto monetario pendiente de trasladar al usuario final por uso de información no definitiva, según la fórmula del numeral 2.4.3.

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.

2.5.2 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.

2.5.3 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 2.5.1 correspondientes al mes inmediato anterior.

2.6 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.

En el caso de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales, la determinación de energías horarias se hará conforme a la normativa de contratos de largo plazo específica que la SIGET elabore para tal fin.

2.7 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.

2.8 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_{REG} : 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 PEt 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 PEt 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:

- 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

En el caso de las distribuidoras EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V., la categoría de Uso Residencial anterior aplica para consumos mayores a 99 kWh/mes, y para consumos menores o iguales a ese valor, aplica la categoría definida en el literal c) del numeral 3.2.3 CATEGORÍAS SIN MEDIDOR HORARIO.

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.

$$\begin{aligned} CE_{punta} &= PE_{tp} * K_{set8n1} + PE_{tp} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt8n1} \\ CE_{resto} &= PE_{tr} * K_{set8n1} + PE_{tr} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt8n1} \\ CE_{valle} &= PE_{tv} * K_{set8n1} + PE_{tv} * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * K_{spt8n1} \end{aligned}$$

Donde:

CE_{punta}: Cargo Variable de Energía en el período de punta

CEresto:	Cargo Variable de Energía en el período de resto
CEvalle:	Cargo Variable de Energía en el período de valle
PEtp:	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PEtR:	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PEtV:	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
Kset8n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Medianas Demandas Baja Tensión con medición horaria
Kspt8n1:	Coeficiente 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.

$$CEpunta = PEtp * Kset9n1 + PEtp * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Kspt9n1$$

$$CEresto = PEtR * Kset9n1 + PEtR * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Kspt9n1$$

$$CEvalle = PEtV * Kset9n1 + PEtV * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Kspt9n1$$

Donde:

CEpunta:	Cargo Variable de Energía en el período de punta
CEresto:	Cargo Variable de Energía en el período de resto
CEvalle:	Cargo Variable de Energía en el período de valle
PEtp:	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PEtR:	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PEtV:	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
Kset9n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Grandes Demandas Baja Tensión con medición horaria
Kspt9n1:	Coeficiente 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

$$CE_{\text{punta}} = PE_{\text{tp}} * K_{\text{set3n2}} + PE_{\text{tp}} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt3n2}}$$

$$CE_{\text{resto}} = PE_{\text{tr}} * K_{\text{set3n2}} + PE_{\text{tr}} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt3n2}}$$

$$CE_{\text{valle}} = PE_{\text{tv}} * K_{\text{set3n2}} + PE_{\text{tv}} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt3n2}}$$

Donde:

CE _{punta} :	Cargo Variable de Energía en el período de punta
CE _{resto} :	Cargo Variable de Energía en el período de resto
CE _{valle} :	Cargo Variable de Energía en el período de valle
PE _{tp} :	Precio ajustado de la energía en el período horario de Punta
PE _{tr} :	Precio ajustado de la energía en el período horario de Resto
PE _{tv} :	Precio ajustado de la energía en el período horario de Valle
K _{set3n2} :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Medianas Demandas Media Tensión con medición horaria
K _{spt3n2} :	Coefficiente 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

$$CE_{\text{punta}} = PE_{\text{tp}} * K_{\text{set4n2}} + PE_{\text{tp}} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt4n2}}$$

$$CE_{\text{resto}} = PE_{\text{tr}} * K_{\text{set4n2}} + PE_{\text{tr}} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt4n2}}$$

$$CE_{\text{valle}} = PE_{\text{tv}} * K_{\text{set4n2}} + PE_{\text{tv}} * (FPEMT-1) * K_{\text{spt4n2}}$$

Donde:

CE _{punta} :	Cargo Variable de Energía en el período de punta
CE _{resto} :	Cargo Variable de Energía en el período de resto
CE _{valle} :	Cargo Variable de Energía en el período de valle
PE _{tp} :	Precio ajustado de la energía en el período horario de Punta
PE _{tr} :	Precio ajustado de la energía en el período horario de Resto
PE _{tv} :	Precio ajustado de la energía en el período horario de Valle
K _{set4n2} :	Coefficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Grandes Demandas Media Tensión con medición horaria
K _{spt4n2} :	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 _{tp} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE _{tr} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE _{tv} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K _{3pt2n2} :	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 _{3rt2n2} :	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 _{3vt2n2} :	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 _{set2n2} :	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Medianas Demandas Media Tensión con medición de potencia
K _{spt2n2} :	Coeficiente 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 _{tp} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE _{tr} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE _{tv} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K _{3pt7n1} :	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
K _{3rt7n1} :	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:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Medianas Demandas Baja Tensión con medición de potencia
Kspt7n1:	Coeficiente 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.

$$CE = ((PE_{tp} * K3pt1n1 + PE_{tr} * K3rt1n1 + PE_{tv} * K3vt1n1) * Ksetsn1) + ((PE_{tp} * K3pt1n1 + PE_{tr} * K3rt1n1 + PE_{tv} * K3vt1n1) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Ksptsn1)$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE _{tp} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE _{tr} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE _{tv} :	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
Ksetsn1:	Coeficiente 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).
Ksptsn1:	Coeficiente 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

Esta categoría aplica únicamente a las distribuidoras EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V.

d) Residencial

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

$$CE = ((PE_{tp} * K3pt1n1 + PE_{tr} * K3rt1n1 + PE_{tv} * K3vt1n1) * Kset1n1) + ((PE_{tp} * K3pt1n1 + PE_{tr} * K3rt1n1 + PE_{tv} * K3vt1n1) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Kspt1n1)$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE _{tp} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta

PE _{tR} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE _{tV} :	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 Residencial Bloque 1, t1n1
K3rt1n1:	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 1, t1n1
K3vt1n1:	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 1, t1n1
Kset1n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa Residencial Bloque 1, t1n1.
Kspt1n1:	Coeficiente 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:

$$CE = ((PE_{tp} * K3pt2n1 + PE_{tR} * K3rt2n1 + PE_{tV} * K3vt2n1) * Kset2n1) + ((PE_{tp} * K3pt2n1 + PE_{tR} * K3rt2n1 + PE_{tV} * K3vt2n1) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Kspt2n1)$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE _{tp} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE _{tR} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE _{tV} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K3pt2n1:	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 2, t2n1
K3rt2n1:	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 2, t2n1
K3vt2n1:	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 2, t2n1
Kset2n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa Residencial Bloque 2, t2n1
Kspt2n1:	Coeficiente 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:

$$CE = ((PE_{tp} * K3pt3n1 + PE_{tR} * K3rt3n1 + PE_{tV} * K3vt3n1) * Kset3n1) + ((PE_{tp} * K3pt3n1 + PE_{tR} * K3rt3n1 + PE_{tV} * K3vt3n1) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Kspt3n1)$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE _{tp} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE _{tR} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto

PE _{tV} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K3pt3n1:	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 3, t3n1
K3rt3n1:	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 3, t3n1
K3vt3n1:	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Residencial Bloque 3, t3n1
Kset3n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa Residencial Bloque 3, t3n1
Kspt3n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa Residencial Bloque 3, t3n1
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

$$CE = ((PE_{tp} * K3pt4n1 + PE_{tr} * K3rt4n1 + PE_{tv} * K3vt4n1) * Kset4n1) + ((PE_{tp} * K3pt4n1 + PE_{tr} * K3rt4n1 + PE_{tv} * K3vt4n1) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Kspt4n1)$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE _{tp} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta
PE _{tr} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE _{tV} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K3pt4n1:	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría General, t4n1
K3rt4n1:	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría General, t4n1
K3vt4n1:	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría General, t4n1
Kset4n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa General, t4n1
Kspt4n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa General, t4n1
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

$$CE = ((PE_{tp} * K3pt5n1 + PE_{tr} * K3rt5n1 + PE_{tv} * K3vt5n1) * Kset5n1) + ((PE_{tp} * K3pt5n1 + PE_{tr} * K3rt5n1 + PE_{tv} * K3vt5n1) * ((FPEMT * FPEBT) - 1) * Kspt5n1)$$

Donde:

CE:	Cargo Variable de Energía
PE _{tp} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Punta

PE _{tR} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Resto
PE _{tV} :	Precio Ajustado de la Energía en el período horario de Valle
K3pt5n1:	Participación en el horario de punta del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Alumbrado Público, t5n1
K3rt5n1:	Participación en el horario de resto del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Alumbrado Público, t5n1
K3vt5n1:	Participación en el horario de valle del total de energía adquirida por el usuario típico de la categoría Alumbrado Público, t5n1
Kset5n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía en la tarifa de Alumbrado Público, t5n1
Kspt5n1:	Coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas en la tarifa de Alumbrado Público, t5n1
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.