

NORMAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACIÓN

I.- Generalidades

Art. 1.- La presente norma será empleada para el cálculo de los cargos por el uso del sistema de distribución de energía eléctrica, también denominados cargos de distribución y cargos de comercialización. Éstos serán utilizados para establecer el componente de distribución y comercialización en los precios al consumidor final que serán incluidos en el pliego tarifario que será presentado por la empresa distribuidora, en adelante *la empresa*, para la aprobación de la SIGET, y para ser incluidos en los contratos de distribución que se suscriban.

Art. 2.- La empresa deberá presentar un estudio tarifario conteniendo todos los aspectos indicados en este acuerdo, los cuales deberán cumplir con los lineamientos generales y las metodologías y procedimientos establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Acuerdos emitidos por la SIGET relativos a los cargos de distribución y comercialización. La empresa presentará en forma adjunta a su estudio, los modelos de cálculo base que soportan la información contenida en el mismo.

La SIGET podrá realizar sus propios estudios tarifarios, a los efectos de validar o indicar modificaciones a los estudios presentados por la empresa, de modo de asegurar que se cumpla con las metodologías y procedimientos establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Acuerdos emitidos por la SIGET relativos al cargo de distribución.

Las observaciones o modificaciones que SIGET indique se efectuarán sobre la base de los estudios presentados por la empresa, incluyendo las modificaciones debidamente motivadas en criterios de razonabilidad y apego a los parámetros normativos que le son imponibles.

En los casos en que la SIGET haya indicado modificaciones a los estudios presentados por la empresa y estas no hayan sido evacuadas conforme a lo establecido en el artículo 9 de la Ley General de Electricidad, corresponderá a la SIGET establecer los valores finales y definir los cargos de distribución y cargos de comercialización, cumpliendo con los lineamientos generales y las metodologías y procedimientos establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Acuerdos emitidos por la SIGET relativos a los cargos. La SIGET deberá acompañar con el acto de aprobación los modelos necesarios para reproducir los valores aprobados.

Para la realización de dicho estudio, la SIGET solicitará en distintas etapas a la empresa información sobre las características de sus sistemas de distribución, comercialización y del mercado atendido.

Art.3.- Con el objetivo de que la SIGET valide ordenada y oportunamente los cálculos realizados por las empresas distribuidoras, las mismas deberán entregar informes parciales de acuerdo al cronograma que definirá la SIGET. El cronograma deberá contener las fechas en que la empresa deberá entregar la información requerida y los informes correspondientes a cada etapa.

El contenido de cada informe se corresponderá con cada una de las etapas establecidas en la presente normativa. La SIGET dispondrá de veinte (20) días hábiles para revisar los informes parciales y modelos de cálculo remitidos por la empresa y emitirá un documento que contenga todas las observaciones efectuadas. Las observaciones o modificaciones que SIGET indique se efectuarán sobre la base de los estudios presentados por la empresa, incluyendo las modificaciones

debidamente motivadas en criterios de razonabilidad y apego a los parámetros normativos que le son impositivos.

Recibidas las observaciones de la SIGET, la empresa deberá responder por escrito y para cada observación si la misma ha sido incorporada o no, debiendo en este último caso, justificar debidamente el o los motivos que la llevaron a no considerar la observación de la SIGET, para lo cual dispondrán de un plazo de diez (10) días hábiles a partir de recibidas las observaciones de la SIGET.

La SIGET, sobre la base de un análisis técnico y legal de la información suministrada por la empresa, definirá para cada observación si la misma debe ser incorporada o no. La decisión final respecto de cada observación será informada a la empresa y deberá acompañar con el acto de aprobación los modelos necesarios para reproducir los valores aprobados.

La SIGET establecerá un cronograma conteniendo las fechas en que la empresa debe entregar la información requerida y los informes correspondientes a cada etapa.

Art. 4.- El cálculo de los cargos de distribución y cargos de comercialización utilizados para la determinación de los precios incluidos en los pliegos tarifarios al consumidor final, será revisado y aprobado por la SIGET cada cinco años, como parte de la revisión de los mencionados pliegos. Aprobados dichos cargos para el primer año del quinquenio, éstos serán actualizados de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Los cargos de distribución se calcularán para las redes e instalaciones de la empresa y sus ventas correspondientes al año inmediatamente anterior al de aprobación de los nuevos cargos de distribución, denominado en adelante año base del estudio. Por ello, el dimensionamiento de activos y costos de operación y mantenimiento deberá corresponderse con la Capacidad Total de Transferencia (CTT) de dicho año. La CTT se calculará de acuerdo a lo indicado en el Artículo 6 de esta Norma.

La valorización de los activos y la determinación de los costos de operación y mantenimiento deberán ser realizadas a precios de mercado de acuerdo a lo establecido en esta Norma.

En el momento de la aprobación de los cargos de distribución, la empresa propondrá las proporciones de los componentes “a” y “b” que estarán vigentes durante el quinquenio, las cuales serán revisadas por la SIGET para su aprobación.

La determinación de los costos de operación y mantenimiento reconocidos como tales, serán tomados de los registros contables de la empresa durante el año base, de conformidad a la metodología descrita en el Anexo 1, los cuales serán informados por la empresa a la SIGET mediante un sistema uniforme de cuentas que servirá de base para la verificación de la naturaleza y monto de los mismos a fin de ser utilizados en el cálculo de los cargos.

II.- METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN

Art. 5.- Los Cargos de Distribución (CDistr) se calcularán dividiendo los costos anuales correspondientes al Costo de Capital Anual (CCA) más el Costo Total Anual de Operación y Mantenimiento (CTOM) para el subsistema correspondiente a cada nivel de tensión, entre la

Capacidad Total de Transferencia (CTT) de dicho subsistema. La CTT se calcula de acuerdo a lo indicado en el Artículo 6 de esta Norma.

Los cargos de distribución serán calculados en forma separada para las redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), y serán expresados en valores monetarios unitarios por mes, específicamente en Dólares de los Estados Unidos de América (US\$) por kilovatio (kW) y mes.

Para los efectos del presente Acuerdo, se considerarán como redes de MT aquellas cuyas tensiones sean superiores a 600 Voltios e inferiores a 115,000 Voltios, y de BT a aquellas con tensiones iguales o inferiores a 600 Voltios.

El CCA, el CTOM, las pérdidas y el valor estimado de compensación por falla, deben corresponder a redes de distribución eficientemente dimensionadas, operadas y mantenidas. Los cargos de distribución no incluirán los costos de mercadeo, comercialización y demás servicios al usuario final, los cuales deberán ser considerados como parte de los costos de atención al cliente asociados a la actividad de comercialización.

Art. 6.- Los cargos de distribución, con exclusión de las pérdidas de energía serán calculados mediante las expresiones siguientes:

$$CDistr_{MT} = \frac{(CCA_{MT} + CTOM_{MT})}{CTT_{BT} + CTT_{MT}}$$

$$CDistr_{BT} = \frac{(CCA_{BT} + CTOM_{BT})}{CTT_{BT}}$$

donde:

$CDistr_{MT}$ es el cargo de distribución de la red de MT.

$CDistr_{BT}$ es el cargo de distribución de la red de BT.

CCA_{MT} es el Costo Anual de Capital de la red de MT.

CCA_{BT} es el Costo Anual de Capital de la red de BT.

$CTOM_{MT}$ es el Costo Total de Operación y Mantenimiento de la red de MT.

$CTOM_{BT}$ es el Costo Total de Operación y Mantenimiento de la red de BT.

CTT_{MT} es la suma de las potencias máximas de los clientes de media tensión. En el caso de las categorías tarifarias que requieran de medición de potencia considerará, para el cálculo de la CTT_{MT} , la suma del promedio de las potencias máximas registradas a los usuarios comprendidos en estas categorías tarifarias para el año base del estudio. En el caso de aquellas categorías tarifarias

que no cuenten con medición de potencia se considerará, para el cálculo de la CTT_{MT}, la potencia máxima obtenida (para toda la categoría tarifaria) del balance de potencia tarifario definido en el numeral 2 inciso E) del Anexo 1.

CTT_{BT} es la suma de las potencias máximas de los clientes de baja tensión. En el caso de las categorías tarifarias que requieran de medición de potencia considerará, para el cálculo de la CTT_{BT}, la suma del promedio de las potencias máximas registradas a los usuarios comprendidos en estas categorías tarifarias para el año base del estudio. En el caso de aquellas categorías tarifarias que no cuenten con medición de potencia se considerará, para el cálculo de la CTT_{BT}, la potencia máxima obtenida (para toda la categoría tarifaria) del balance de potencia tarifario definido en el numeral 2 inciso E del Anexo 1.

Las anualidades CCA y CTOM, serán expresadas en las monedas de curso legal; y CTT_{MT} y CTT_{BT} en kW, por lo que CDistr estará dado en US\$/kW/año. Para efectos del pliego tarifario, los cargos de distribución serán expresados en valores mensuales iguales a un doceavo (1/12) del CDistr anual determinado por medio de las fórmulas anteriores.

Art. 7.- El CCA se calculará de acuerdo al procedimiento que se detalla a continuación:

Determinación del Activo Bruto de Servicio (ABS)

El ABS de la empresa está definido como la suma del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos eléctricos necesarios para la prestación del servicio.

Para la valorización de los activos eléctricos se utilizará la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo considerando para el cálculo lo dispuesto en el Manual de Costos Unitarios.

La fórmula de cálculo a usarse para el Factor de Recuperación de Capital, es la usada para el cálculo del pago periódico de una anualidad cuyo valor presente es conocido, y que se presenta a continuación:

$$FRC = \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde:

- FRC = Factor de Recuperación del Capital
- i = Tasa porcentual de descuento (10% en base a lo establecido en la Ley General de Electricidad)
- n = Años de vida útil del bien

La valorización del ABS se realizará sobre la base del análisis y adaptación al mercado del sistema de distribución en operación al finalizar el año base del estudio.

La metodología de adaptación de la red que se utilizará será la descrita en la Metodología para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización incluida en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

La SIGET verificará por medio de una auditoria las cantidades de instalaciones informadas por la empresa. Como resultado de esta verificación se calculará el Factor de Ajuste de Instalaciones

(FAI). Este Factor se determinará como el cociente entre las cantidades de instalaciones relevadas por la auditoría y las informadas por la empresa.

A los efectos del cálculo del ABS de redes de distribución propiedad de terceros antes del treinta y uno de diciembre del año base y que deban ser operadas y mantenidas por la empresa, se aplicará el tratamiento siguiente:

- i. Se reconocerán como parte del CTOM, las actividades de operación y mantenimiento requeridas para dichas redes.
- ii. No se reconocerá remuneración sobre el capital correspondiente a dichas redes.

Para el cálculo del ABS de instalaciones construidas con fondos de la empresa y de terceros antes del treinta y uno de diciembre del año base y que deban ser operadas y mantenidas por la empresa, se aplicará el tratamiento siguiente:

- i. Se adecuarán de conformidad a la metodología especificada en este Acuerdo.
- ii. Se reconocerán como parte del CTOM, las actividades de operación y mantenimiento requeridas para la totalidad de dichas instalaciones.
- iii. Se calculará el Valor Nuevo de Reemplazo y se descontarán los subsidios, subvenciones y/o donaciones recibidos por la empresa para la construcción de las instalaciones.

Determinación de los Activos Generales asignados a Distribución (AGD). Los AGD corresponden al VNR de instalaciones que, no siendo parte de las redes de distribución, son necesarias para la prestación del servicio eléctrico. Los AGD estarán compuestos por equipos de informática y comunicaciones, o hardware (computadoras, servidores, redes, impresoras, escáner, etc.), sistemas informáticos, o software (SCADA, Sistema de Gestión Administrativa, Sistema de Gestión Comercial, Sistema de Gestión de Distribución, etc.), bienes muebles (vehículos y bienes y equipos muebles requeridos para la prestación del servicio), edificaciones, o bienes inmuebles (los edificios comerciales, técnicos y administrativos requeridos para la prestación del servicio).

Para la valorización de los activos generales se utilizará la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo considerando para el cálculo los precios de mercado del año base, o de los años más próximos anteriores en que se efectuó la compra de bienes genéricos en los que se hayan agrupado los diferentes activos existentes. En caso de que las empresas no dispongan de facturas, se utilizarán cotizaciones de compra de este tipo de bienes, en cuyo caso deberán ser tres cotizaciones como mínimo.

Para el caso de los inmuebles que sean propiedad de la empresa, el VNR se determinará mediante avalúos realizados por peritos autorizados por la Superintendencia del Sistema Financiero. Para el caso de Sistemas informáticos (SCADA, Sistema de Gestión Comercial, Sistema de Gestión de Distribución y Sistema de Gestión Administrativa), se tomarán registros contables, facturas o cotizaciones de proveedores de dichos sistemas, de sistemas similares o equivalentes .

El ABS y los AGD para cada nivel de tensión se calcularán de conformidad a lo establecido en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

De esta manera se obtienen los ABS_{MT} , ABS_{BT} , AGD_{MT} y AGD_{BT} .

La Anualidad del Activo Fijo Bruto (AAF) de las instalaciones de distribución y de los activos generales será calculada mediante la aplicación del Factor de Recuperación del Capital (FRC) a los correspondientes ABS y AGD. Las AAF de las redes MT y BT estarán dadas por las siguientes expresiones:

$$AAF_{MT} = FRC_{MT} * ABS_{MT} + AAGD_{MT}$$

$$AAF_{BT} = FRC_{BT} * ABS_{BT} + AAGD_{BT}$$

Donde:

AAF_{MT} = Anualidad del Activo Fijo Bruto de la red de MT;

AAF_{BT} = Anualidad del Activo Fijo Bruto de la red de BT;

FRC_{MT} = FRC para la vida útil media de la red de MT; establecida en el Anexo 1 del presente Acuerdo

FRC_{BT} = FRC para la vida útil media de la red de BT; establecida en el Anexo 1 del presente Acuerdo;

ABS_{MT} = Activo Bruto de Servicio de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de MT

ABS_{BT} = Activo Bruto de Servicio de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de BT

$AAGD_{MT}$ = Anualidad de los Activos Generales de Distribución asignados a la red de MT calculada conforme a lo establecido en el Anexo 1.

$AAGD_{BT}$ = Anualidad de los Activos Generales de Distribución asignados a la red de BT calculada conforme a lo establecido en el Anexo 1.

El Costo de Capital Anual (CCA) a considerar para la determinación de los cargos de distribución, será calculado mediante las siguientes expresiones:

$$CCA_{MT} = AAF_{MT}$$

$$CCA_{BT} = AAF_{BT}$$

Donde:

CCA_{MT} = CCA de la red de MT;

CCA_{BT} = CCA de la red de BT

Art. 8.- El Costo Total de Operación y Mantenimiento para cada nivel de tensión (CTOM) estará compuesto por el Costo Anual de Operación y Mantenimiento de la Red (CAOM), más el Costo del Capital de Trabajo (CCT) de la empresa distribuidora-comercializadora, más el Costo Indirecto de Administración de las Instalaciones (Cind) y el Valor Esperado de las Compensaciones por Falla (VECF). En el caso que existan redes propiedad de terceros que están siendo operadas por la empresa con deficiencias en los indicadores de calidad o que pongan en peligro la seguridad de las personas, se incluirá como parte del CTOM el monto equivalente a la anualidad de la totalidad de las obras que se ejecutarán en el quinquenio, así como los costos de remoción y desmontaje de éstas últimas de conformidad con lo establecido en la metodología detallada en el Anexo 1.

$$CTOM_{MT} = CAOM_{MT} + CCT_{MT} + CInd_{MT} + VECF_{MT} + OMCT_{MT}$$

$$CTOM_{BT} = CAOM_{BT} + CCT_{BT} + CInd_{BT} + VECF_{BT} + OMCT_{BT}$$

Donde:

$CAOM_{MT}$ = Costo anual de operación y mantenimiento de la red de MT
 CCT_{MT} = Costo del capital de trabajo de la red de MT;
 $CInd_{MT}$ = Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de MT;
 $VECF_{MT}$ = Valor Esperado de Compensación por Fallas de la red de MT;
 $CAOM_{BT}$ = Costo anual de operación y mantenimiento de la red de BT;
 CCT_{BT} = Costo del capital de trabajo de la red de BT;
 $CInd_{BT}$ = Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de BT;
 $VECF_{BT}$ = Valor Esperado de Compensación por Fallas de la red de BT;
 $OMCT_{MT}$ = Monto equivalente a la A anualidad de la totalidad de las Obras para el mejoramiento de la calidad en redes MT propiedad de terceros en el quinquenio, incluyendo los costos anuales de remoción y desmontaje de las obras;
 $OMCT_{BT}$ = Monto equivalente a la A anualidad de la totalidad de las Obras para el mejoramiento de la calidad en redes de BT propiedad de terceros en el quinquenio, incluyendo los costos anuales de remoción y desmontaje de las obras
 El CAOM, el CCT y el CInd serán calculados según la metodología establecida en el Anexo 1 de este Acuerdo. El VECF será determinado según lo indicado en el Art. 9 del presente acuerdo.

Art. 9.- El VECF representa el costo de la energía no entregada a los consumidores finales de la red y el nivel de calidad del servicio obtenido con el ABS reconocido los cuales deberán ser compensados por todas las fallas reales que el sistema tenga, de acuerdo a lo establecido en el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Para su cálculo se considera la probabilidad de salida forzada de los elementos correspondientes a sistemas eficientemente operados y mantenidos.

El VECF se calculará mediante la siguiente expresión:

$$VECF_{MT} = (EAV_{BT} + EAV_{MT}) * FSF_{EMT} * CENS$$

$$VECF_{BT} = (EAV_{BT}) * FSF_{EBT} * CENS$$

Donde:

$VECF_{MT}$ = VECF de la red de MT (US\$ /año);
 $VECF_{BT}$ = VECF de la red de BT (US\$ /año);
 EAV_{MT} = Energía anual distribuida (incluye energía entregada a suministros comercializados) en MT obtenida del balance de energía definido en el numeral 2 inciso E) del Anexo 1;
 EAV_{BT} = Energía anual distribuida (incluye energía entregada a suministros comercializados) en BT obtenida del balance de energía definido en el numeral 2 inciso E) del Anexo 1;
 $CENS$ = costo económico de la energía no servida (US\$/kWh);
 FSF_{EMT} = Factor de salida forzada equivalente de la red de MT;
 FSF_{EBT} = Factor de salida forzada equivalente de la red de BT.

El valor CENS está fijado por el Reglamento de la Ley General de Electricidad y corresponde al 200% del valor de la energía. El valor de la energía que deberá utilizarse para cuantificar el CENS se calculará como el cociente entre el ingreso total anual facturado en el cargo por energía, por la distribuidora a sus usuarios finales (excluyendo comercializadores) y el total de la energía facturada a los mismos, en el año base del estudio.

Debido a la entrada en vigencia del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para la revisión tarifaria del año 2012, como mecanismo de transición, el valor de la energía para cuantificar el CENS se calculará

como el cociente entre el ingreso total facturado en el cargo por energía durante el período del 1 de agosto de 2011 al 31 de julio de 2012 por la distribuidora a sus usuarios finales (excluyendo comercializadores) y el total de la energía facturada durante ese período.

El Manual de Confiabilidad de la SIGET establece para las redes de MT y BT, los Factores de Salida Forzada (FSF) admisibles. Estos FSF estarán definidos con base en el número de fallas por año, tiempos medios de reparación y tiempos de indisponibilidad programada. El Factor de Salida Forzada Equivalente (FSFE) de una red corresponderá al valor ponderado de los FSF sobre la base de la capacidad nominal de los elementos de la red.

Art. 10.- Las pérdidas medias de distribución en energía correspondiente a redes eficientemente dimensionadas, operadas y mantenidas, serán consideradas en el cálculo del precio de la energía de la tarifa eléctrica al consumidor final.

El valor de las pérdidas medias de energía (VPME) Será determinado de la siguiente manera:

La SIGET reconocerá porcentajes máximos de pérdidas obtenidos de los estudios de adaptación del sistema de distribución como se define en los numerales A.2 y A.2.1 del Anexo I, y establecerá un valor máximo a reconocer en concepto de pérdidas atribuibles a hurto y fraude, considerando el valor total de las mismas y el costo de eliminar tales pérdidas, para lo cual debe efectuarse un análisis de los costos involucrados en los procesos de detección y normalización de consumos fraudulentos clandestinos, a fin de comparar los costos de energía perdida, con los costos de su eliminación mediante acciones especificadas destinadas a ello.

Con base en los porcentajes de pérdidas se calcularán los valores como sigue:

$$FPEMT = 1 / (1 - PEMT)$$

$$FPEBT = 1 / (1 - PEBT)$$

donde:

PEMT = Nivel de pérdidas técnicas eficientes de energía del subsistema de MT¹

PEBT = Nivel de pérdidas técnicas eficientes de energía del subsistema de BT²

FPEMT = Factor de pérdidas de energía para la red de MT;

FPEBT = Factor de pérdidas de energía para la red de BT.

Los VPME por banda horaria serán calculados como:

$$VPMEMTh = (FPEMT - 1) * CEMRSh$$

$$VPMEBTh = (FPEMT \times FPEBT - 1) * CEMRSh$$

donde:

¹ Subsistema de MT: Incluye la red de MT más las instalaciones de transformación AT/MT y MT/MT que sean consideradas como activos de distribución.

² Subsistema de BT: Incluye la red de BT mas las instalaciones de transformación MT/BT.

VPMEMTh: VPME en MT para el bloque (h) de consumo (punta, resto, valle), expresado en US\$/kWh.

VPMEBTh: VPME en BT para el bloque (h) de consumo (punta, resto, valle), expresado en US\$/kWh.

CEMRSh: costo promedio ponderado de compra de energía, considerando los precios y cantidades de energía de contratos de largo plazo que haya autorizado SIGET y de las compras directas en el MRS aplicado para el cálculo del pliego tarifario vigente del distribuidor en el bloque (h).

Para los clientes sin medición de consumo horario, el VPMEBT es un valor único y será determinado como la suma para los tres bloques, de los productos entre el VPMEBT del bloque (h) y el porcentaje de consumo de energía en el bloque (h) para la categoría de clientes considerada, como se muestra a continuación:

$$VPMEBT = \sum_{h=pico-resto-valle} kh,t (FPEMT \times FPEBT-1) * CEMRSh$$

kh,t= Es el porcentaje de energía consumido por la categoría tarifaria t para el bloque (h) de consumo (punta, resto, valle). Estos valores se obtienen de la curva característica de consumo de la categoría tarifaria en cuestión del balance de potencia tarifario definido en el numeral 2 literal E), del Anexo 1.

III.- METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

Art.11. El presente procedimiento es de aplicación, para el cálculo de los cargos de comercialización (CC), aplicables a los usuarios finales de las empresas distribuidoras que actúen como comercializadoras en el área geográfica donde se ubican sus redes. Estos cargos calculados a nivel global, serán utilizados para establecer el componente de cargos de comercialización que la Distribuidora presentará para aprobación de la SIGET.

Art. 12.- Los cargos de comercialización se calcularán para el mercado de la empresa correspondiente al año inmediatamente anterior al de aprobación de éstos, denominado en adelante año base del estudio. Los costos de comercialización deberán corresponderse con el mercado atendido por la empresa en dicho año.

La determinación de los costos de comercialización reconocidos como tales, serán referenciados de los registros contables de la empresa durante el año base, de conformidad a la metodología descrita en el Anexo 1, los cuales deberán ser informados mediante un sistema uniforme de cuentas – SUC - que sirva de base para el cálculo de los cargos.

Art. 13.- Los Cargos de Comercialización se calcularán con base en los Costos de Atención al Cliente (CoAC) y al Número de Usuarios, separándolos en dos bloques: a) usuarios de pequeña y mediana demanda; y, b) usuarios de gran demanda, en función de los costos anuales de esta actividad, originados por cada grupo y tipo de usuarios y la cantidad promedio anual de clientes de dicho grupo de usuarios reportados durante el año base.

Los CC serán calculados mediante las expresiones siguientes:

$$CC_i = \frac{CoAC_i}{NPU_i}$$

Con i = pequeña más mediana demanda, y gran demanda.

CoAC_i = Costo de Atención al Cliente para el tipo de cliente i.
NPU_i = Número promedio de clientes del tipo i en el año base del estudio.

Los cargos de atención al cliente que serán incluidos en los pliegos tarifarios deberán expresarse en valores monetarios unitarios por mes, específicamente dólares de los Estados Unidos de América (US\$) por cliente y mes. Los cargos mensuales se calcularán como la doceava parte de los CCi definidos en la expresión anterior.

Art. 14.- La metodología a utilizar para el cálculo de los CoAC será establecida en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

Art. 15.- Los Indicadores de Costos Eficientes que se basan en estándares Internacionales de eficiencia serán los que regularmente emplea la industria de distribución eléctrica y que relacionan los gastos con las variables determinantes de las operaciones de distribución como sigue:

Costos directos de comercialización expresados en US\$/cliente
Costos directos de O&M de la red de BT expresados en US\$/km de red BT
Costos directos de O&M de la red de MT expresados en US\$/km de red MT
Costos de apoyo expresado como porcentaje de la suma de los tres rubros de costos directos anteriormente citados
Costos indirectos expresados en US\$/cliente

Los niveles de eficiencia serán establecidos calculando el valor de cada indicador para el año base del período tarifario, y para cada empresa distribuidora, y servirán para determinar el valor de los costos límites, según lo establecido en el Anexo 5, y para dar seguimiento al nivel de eficiencia.

La SIGET podrá utilizar otros indicadores adicionales a los anteriormente detallados que relacionen otras variables, para dar seguimiento a la gestión de la empresa.

Art. 16.- La empresa distribuidora que solicite por primera vez la aprobación de cargos de distribución, deberán seguir el procedimiento descrito en el Anexo 4: “Reglas Especiales para el Cálculo del Cargo por Uso de Red a Distribuidores que lo solicitan por primera vez”.

Art.17. El presente Acuerdo entrará en vigencia al día siguiente después de su publicación en el Diario Oficial

Art.18. Forman parte integrante del presente Acuerdo, los siguientes Anexos:

Anexo 1: “Metodología para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización”
Anexo 2: “Manual Para Adaptación de Circuitos de Baja Tensión por Muestreo”
Anexo 3: “Metodología para Auditar y Ajustar las cantidades de las Instalaciones Informadas por la Empresa Distribuidora”.
Anexo 4: “Reglas Especiales para el Cálculo del Cargo por Uso de Red a Distribuidores que lo solicitan por primera vez”.
Anexo 5: Cálculo de Indicadores de Costos Eficientes y Factor de Economía de Escala