



ANEXO 1

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

1. OBJETIVO

Definir la metodología que deberá ser empleada para el cálculo de los cargos de distribución y comercialización de una empresa de distribución que actúa como comercializadora en el área geográfica donde se ubican sus redes, que opera en El Salvador, a costos eficientes y brindando los niveles de calidad definidos en la regulación aplicable, de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

2. DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS

Para los fines de lo dispuesto en el Art 67 de la Ley General de Electricidad y en este método, se establecen las siguientes definiciones:

ABS: Activo Bruto de Servicio, está definido como la suma del Valor Nuevo de Reemplazo de los activos eléctricos necesarios para la prestación del servicio.

AGD: Activos Generales asignados a Distribución, corresponde al Valor Nuevo de Reemplazo de los bienes que no siendo parte de las redes de distribución están dispuestos para prestar el servicio de suministro de energía eléctrica.

BT: Baja tensión, se refiere a los valores de tensión iguales o inferiores a los 600 voltios.

Costos Eficientes: Son aquellos en que incurre la empresa para desarrollar las actividades de operación y/o de mantenimiento con el uso adecuado de recursos, para alcanzar los estándares de seguridad y calidad vigentes.

Costos Locales: Son los precios pagados por los bienes y servicios adquiridos por la distribuidora en el país.

Costos Medios de Operación y Mantenimiento: Son los costos reportados por las empresas en sus Estados Financieros y Contables, auditados, debidamente expresados en el Sistema Uniforme de Cuentas y sus correspondientes auxiliares contables, entre otros, que cumplan con lo establecido en el presente Anexo.

ENS: Energía No Servida. Es la energía que una empresa deja de entregar a los usuarios.

Estándares Internacionales de Eficiencia: Son parámetros utilizados en diferentes países, para comparar los resultados obtenidos por empresas del mismo giro en relación con variables destinadas a calificar la eficiencia de las mismas y su evolución en el tiempo.

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por KVA, indicador de calidad de servicio que representa la cantidad de veces que el KVA promedio de la empresa sufrió una interrupción del servicio en un período analizado.

MC: Manual de Confiabilidad –emitido por SIGET mediante el Acuerdo No.86-E-2002 o el que lo sustituya.

MT: Media tensión, se refiere como tal a los valores de tensión mayores a 600 voltios y menores a 115,000 voltios.

Nivel de Eficiencia: Es el valor numérico que resulta de relacionar las variables consideradas en el cálculo de los estándares de eficiencia adoptados. Este valor cambia con los elementos componentes del mismo y es diferente de una empresa a otra y de un mercado a otro.

PEBT: Pérdidas de energía eléctrica en el subsistema de baja tensión correspondientes a una red de distribución dimensionada y operada eficientemente.

PEMT: Pérdidas de energía eléctrica en el subsistema de media tensión correspondientes a una red de distribución dimensionada y operada eficientemente.

Red de Distribución Eficientemente Dimensionada al Mercado o Red Adaptada: Es aquella que ha sido diseñada siguiendo las mejores prácticas de ingeniería y criterios económicos, que permite llevar el servicio eléctrico a todos los usuarios que forman parte de su mercado, tomando en cuenta las características y exigencias propias del mismo, en cuanto al cumplimiento de los niveles de calidad y demás requisitos para la prestación del servicio.

Red Eficientemente Operada: Es aquella cuyo correcto funcionamiento se logra mediante la aplicación de las mejores prácticas gerenciales y de ingeniería, que aseguren el mejor uso de los recursos humanos, materiales, financieros y de apoyo, a fin de obtener los menores costos en la gestión.

Red Real: Es la red física que la empresa está utilizando para prestar el servicio, considerando todos sus elementos en su condición actual.

Relevamiento: Actividad que consiste en recolectar información de campo para elaborar un inventario depurado de las instalaciones eléctricas, que consigne a la vez atributos físicos, técnicos, eléctricos, propiedad y funcionalidad.

SAIDI: System Average Interruption Duration Index, Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema por sus siglas en inglés, medido en unidades de tiempo por cada interrupción.

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema por sus siglas en inglés, medido en número de interrupciones ocurridas en un período generalmente de un año.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

SUC: Sistema Uniforme de Cuentas, emitido por la SIGET mediante el acuerdo No.147-E-2006 o el que lo sustituya.

TTIK: Índice de Tiempo total de interrupción por KVA instalado. Representa el tiempo en valor medio que cada KVA del conjunto considerado estuvo sin suministro en el año.

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo de un activo. Costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio que los activos existentes con eficiencia y a los precios actuales de mercado.

3. METODOLOGÍA GENERAL

El artículo 67 de la Ley General de Electricidad establece que los cargos de distribución se basarán en el cálculo de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada, de igual forma, establece que para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento, se utilizarán los costos anuales de operación y mantenimiento considerando costos locales y estándares internacionales de eficiencia, pérdidas medias de distribución en potencia y energía y el valor esperado de compensación por falla, correspondientes a una red de distribución dimensionada y operada eficientemente.

El cálculo de los costos de inversión se llevará a cabo a partir del análisis completo de las instalaciones eléctricas reales de la empresa adaptada a la demanda de su mercado, para que éstas permitan prestar el servicio de distribución de acuerdo a la demanda de potencia del mismo cumpliendo con la normativa de calidad establecida.

Para el cálculo de los costos locales se tomarán como referencia los datos consignados en la contabilidad formal de las empresas, debidamente calificados como admisibles según lo dispuesto en el presente Anexo, y reportados en el formato del SUC, así como auxiliares contables u otro tipo de información que permita establecer adecuadamente los costos de operación y mantenimiento.

3.1. CÁLCULO DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

El cálculo de los cargos de distribución y comercialización se realizará en 3 etapas de acuerdo al siguiente detalle:

- **ETAPA 1:** Cálculo del ABS, pérdidas de energía y potencia correspondiente a los subsistemas de MT y BT y Activos Generales asignados a distribución.
 - Proceso de adaptación de las instalaciones
 - Sistema de distribución MT
 - Sistema de distribución BT
 - Evaluación de calidad de servicio resultante
 - Cálculo de los factores de ajuste de instalaciones

-
- Determinación de las pérdidas de energía y potencia y confección de un balance de potencia y energía.
 - Activos Generales asignados a distribución.
 - **ETAPA 2:** Cálculo de los costos de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT, y costos de comercialización.

Esta etapa comprende el cálculo de:

- Costos Directos
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento MT
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento BT
 - Determinación de los costos directos de comercialización
 - Cálculo del valor esperado de compensación por falla
- Costos Indirectos
 - Determinación de los costos indirectos
 - Deducción de ingresos no regulados
 - Cálculo del costo del capital de trabajo
- Determinación del monto de inversiones necesarias para sustituir las redes que no son propiedad de la distribuidora y que no cumplen con las normas de calidad del servicio y seguridad de las instalaciones
- **ETAPA 3:** Cálculo de los cargos de distribución y de comercialización, Modelo Tarifario y Términos y Condiciones del Pliego Tarifario

En esta etapa se realizará el:

- Cálculo de los cargos de distribución
- Cálculo de los cargos de comercialización
- Modelo Tarifario
- Términos y Condiciones del Pliego Tarifario

ETAPA 1: PROCEDIMIENTO DETALLADO PARA EL CÁLCULO DEL ABS, PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA CORRESPONDIENTE A LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT Y ACTIVOS GENERALES ASIGNADOS A DISTRIBUCIÓN

El cálculo de ABS consistirá en el análisis completo de las instalaciones eléctricas reales de la empresa, adaptadas a la demanda del mercado. Las instalaciones que serán sometidas al proceso de adaptación son las redes de MT y BT y los centros de transformación MT/BT y subestaciones MT/MT.

En caso que la distribuidora no cuente con toda la información de la red de BT o que no disponga de los sistemas informáticos para su modelado se utilizará el Manual para la Adaptación de Circuitos de Baja Tensión por Muestreo contenido en el Anexo 2 de las Normas para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización.

El objetivo de esta metodología no es el de reconocer y valorizar todos los activos reales de la empresa, sino que estos deberán ser sometidos a un proceso de adaptación “parcial”. El proceso de adaptación se dice “parcial” porque no todos los parámetros y características de los activos serán sometidos a un proceso de adaptación. No formará parte del proceso de adaptación el ajuste de la traza de las redes de MT y BT, esta información se denomina *información de base*. El objetivo buscado en la aplicación de esta metodología es el de reconocer a la empresa ciertas particularidades asociadas al desarrollo de su sistema eléctrico en el ámbito geográfico que se trate, de esta manera se asume que la distribuidora ha realizado el diseño de la traza de la red bajo criterios de eficiencia y racionalidad económica.

La información requerida para el desarrollo de la metodología es la siguiente:

1. Información georeferenciada de la red completa de media tensión, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: nivel de tensión, potencia máxima coincidente de cada alimentador con la máxima de la empresa, tipo y sección de conductor, cantidad de fases, tipo de poste, tipo de instalación (aérea/subterránea).
2. Información georeferenciada de la red de baja tensión, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: nivel de tensión, tipo y sección de conductor, cantidad de fases, tipo de poste, tipo de instalación (aérea/subterránea).
3. Información georeferenciada de los módulos de transformación, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: los niveles de tensión primaria y secundaria, potencia nominal, cantidad de salidas de baja tensión, tipo de instalación (aérea, subterránea, etc.).
4. Información de las redes eléctricas (media tensión y baja tensión) compatible con software para el cálculo de flujos de carga. Información relativa a la demanda tanto de baja como de media tensión, especificando como mínimo lo siguiente: a) las coordenadas georeferenciadas del punto de conexión, b) identificación del cliente de acuerdo al código de la base de datos comercial, c) categoría tarifaria, d) nivel de tensión de suministro, e) identificación de la vinculación eléctrica al modulo de transformación MT/BT, f) alimentador de MT y subestación MT/MT.
5. La información que se tomará como referencia será la contenida en las bases de datos que las distribuidoras entregan a SIGET según los requerimientos de las Normas para el Registro de las Instalaciones y Equipos de Distribución de las Empresas Distribuidoras de Energía.

A) *Proceso de adaptación de las instalaciones*

A.1) Estimación de las demandas por alimentador y por subestación de distribución (SED)

Las demandas serán estimadas considerando la siguiente información: a) Base de datos comercial, b) resultados del estudio de caracterización de la demanda (factor de carga, factor de estacionalidad, factor de coincidencia, etc.) y c) la información georeferenciada de los usuarios.

La demanda correspondiente a cada usuario, se determinará considerando su consumo anual de energía, el factor de carga y simultaneidad definidos para cada categoría tarifaria, y el factor de no simultaneidad del alimentador o subestación de distribución con la máxima demanda de la etapa:

$$PUSU_i^j = \frac{EUSU_i^j * f_{coinc-MT}^t * f_{sim-m}}{H_{año} * f_{carga}^t}$$

$PUSU_i^j$:	Potencia coincidente del usuario i del nivel de tensión j con la máxima demanda del alimentador o subestación de distribución.
$EUSU_i$:	Energía anual registrada para el usuario i del nivel de tensión j.
t:	Categoría tarifaria correspondiente al usuario i.
$f_{coinc-MT}^t$:	Factor de coincidencia de la categoría tarifaria t con la máxima demanda en media tensión.
f_{sim-m} :	Factor de no simultaneidad del alimentador o subestación de distribución m con la máxima demanda de la etapa.
f_{carga}^t :	Factor de carga de la categoría tarifaria t.
$H_{año}$:	Cantidad de horas del año base.

El agregado de las demandas de los clientes, de acuerdo a la expresión definida anteriormente, a nivel de transformador MT/BT, alimentador de MT y subestación MT/MT deberá utilizarse para calcular la máxima demanda anual de dichas instalaciones.

A.2) Adaptación a la demanda del sistema eléctrico

El proceso de adaptación debe considerar información relativa a: límites de carga, y capacidades de reserva.

Se deberán realizar estudios de flujos de carga utilizando herramientas especializadas de cómputo, los cuales se modelarán en base a las demandas definidas en el numeral anterior, las características de los conductores reales en media y baja tensión, y transformadores. Los resultados de los análisis mencionados serán utilizados para definir el conductor adaptado, considerando el costo de inversión de las instalaciones y la capacidad de transportar la demanda del período tarifario, evaluando el cumplimiento de los límites de regulación de tensión establecidos en la normativa de calidad, tomando en cuenta la alternativa más económica.

A.2.1) Red Adaptada.

La Red Adaptada en los términos definidos en este Anexo será la base para el cálculo de VNR de la misma y para determinar las pérdidas máximas a reconocer durante el período tarifario.

Para el análisis de confiabilidad se emplearán los valores de tasa y duración de falla informados en el “Manual de Confiabilidad” (MC).

El costo de la ENS será calculado en base a lo definido por la Ley y su Reglamento.

A.2.2) Sección de los circuitos

Se seleccionará para cada tramo del circuito objeto, el conductor más adecuado para el transporte óptimo de la energía eléctrica. El conductor adaptado es aquel que, con la menor sección de conductor, tenga la capacidad de transportar la demanda del período tarifario.

Esta tarea se realizará para las redes de distribución de media y baja tensión.

Considerando que los materiales componentes del sistema de distribución tienen capacidades discretas, la reserva de capacidad de los mismos será aquella que resulte necesaria al considerar en el proceso de adaptación, el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario. Los factores de crecimiento vegetativo podrán ser diferentes para distintas áreas de servicio no obstante, será posible agrupar distintas regiones o zonas que presenten tasas de crecimiento vegetativo semejantes y considerar un único valor medio para todas ellas. De igual forma cuando la información no esté disponible por área de servicio o la misma no sea confiable podrá utilizarse un único factor de crecimiento para toda la empresa.

A.2.3) Potencia de Transformación MT/BT

Para cada módulo de transformación se seleccionará la potencia de transformación adaptada (esta selección deberá realizarse sobre la base de potencias nominales disponibles en el mercado). Se define potencia adaptada como aquella que, con la menor potencia estándar instalada, tenga la capacidad de suplir la demanda para el período tarifario.

Considerando que los módulos de transformación tienen capacidades estandarizadas, la reserva de capacidad de los mismos será aquella que resulte necesaria al considerar en el proceso de adaptación el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario.

A.2.4) Potencia de Transformación MT/MT

Se adaptará la capacidad de los transformadores tomando en consideración que los mismos tienen capacidades estandarizadas, por lo que la reserva de capacidad será aquella que resulte necesaria al considerar en el proceso de adaptación, el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario y la posibilidad de transferencias ante condiciones de emergencia para suplir la demanda de los usuarios, esta última situación deberá ser debidamente detallada y justificada.

A.2.5) Evaluación de calidad de servicio resultante.

Se deberá incorporar en el diseño, el equipamiento e infraestructura de red que le permitan cumplir con los estándares de calidad definidos en las normas respectivas.

La verificación de que los objetivos de calidad de servicio son alcanzables con el diseño de red adaptada, se debe obtener a través del siguiente proceso de análisis y cálculo:

1. Representación mediante un modelo de la red eléctrica adaptada de MT y BT;
2. Consideración de las tasas de falla y los tiempos medios de reparación indicados en el Manual de Confiabilidad;
3. Cálculo de los indicadores de calidad FMIK, TTIK, SAIFI y SAIDI para la red eléctrica adaptada;
4. En caso de resultar necesario, para cumplir con los niveles de calidad objetivo definidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, se deberán incorporar las instalaciones necesarias para alcanzar dichos niveles que sean pertinentes (reconectores, seccionadores, desconectores, subestaciones de distribución, alimentadores, etc.);

-
5. El punto de inicio para la adaptación de las redes de distribución respecto de la calidad de servicio, serán los circuitos de las redes de distribución analizadas vinculados con el Valor Nuevo de Reemplazo, considerando que sobre ellos se realizan mantenimientos convenientes y que el único equipo de protección y maniobra existente es un interruptor instalado sobre la cabecera del alimentador de media tensión.

B) Costeo de las instalaciones

Los costos unitarios de las obras, instalaciones y equipos serán definidos en el “Manual de Costos Unitarios” aprobado por la SIGET. Dicho manual deberá ser empleado por la SIGET y por la empresa distribuidora para valorizar los activos

C) Vida Útil a considerar para el cálculo de las anualidades

Los años de vida útil que se utilizarán para el cálculo de la anualidad del VNR de las redes de distribución, y el Factor de recuperación de Capital, serán los definidos en el Acuerdo No.38-E-2000 o el que lo sustituya.

D) Ajuste de las instalaciones

El VNR del ABS calculado de acuerdo a la metodología definida en los numerales anteriores deberá ser ajustado en función de los resultados obtenidos a partir de la auditoría del sistema de registro de información de instalaciones eléctricas.

La verificación de las instalaciones informadas por las empresas distribuidoras será llevada a cabo por la SIGET a partir de la realización de una auditoría de las instalaciones y equipos eléctricos informados por la distribuidora de acuerdo a las Normas para el Registro de Instalaciones y Equipos de Distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, Acuerdo No.154-E-2011 o el que lo sustituya, de conformidad con la metodología descrita en el Anexo 3.

E) Determinación de las pérdidas de energía y potencia y confección de los balances de potencia y energía

Atendiendo a las particularidades técnicas asociadas al modelado de las redes, en lo que respecta a la topología, tensión de operación, ubicación y tipo de demanda, se utilizarán factores que permitan ajustar los valores calculados reflejando así la incidencia de estos conceptos. Los criterios a considerar son los siguientes aspectos:

- Factor de desequilibrio de corrientes por fase (FDCF): Para el cálculo de las pérdidas de energía se considerará un factor para incorporar el efecto del desequilibrio de cargas entre fases.
- Factor por corrientes armónicas (FCA): Para el cálculo de las pérdidas de energía se considerará un factor para incorporar el efecto de la presencia de corrientes armónicas que incrementan el valor eficaz de la corriente.

El factor de ajuste resultante, es determinado por el producto de los factores que representan el efecto en las pérdidas para cada uno de los conceptos enumerados anteriormente, respecto de la situación modelada. Ambos factores deberán estar debidamente justificados desde el punto de vista técnico.

Para el caso de redes que no son propiedad de la distribuidora, las pérdidas a considerar serán las calculadas con las redes de distribución con el calibre de conductor existente.

E.1) Determinación de las pérdidas de energía y potencia resultado del proceso de adaptación

Los niveles de pérdidas a considerar en esta etapa del estudio son los obtenidos a partir del proceso de adaptación del sistema de distribución obtenido según lo dispuesto en el literal A del presente Anexo, y adicionalmente para el subsistema de BT un porcentaje adicional atribuible a los fenómenos de hurto y fraude cuya eliminación no resulte económicamente factible.

Los niveles de pérdidas se discriminarán por nivel de tensión. Para el nivel de MT se deben considerar las pérdidas en las redes de distribución de Media Tensión y cuando corresponda las correspondientes a la etapa de transformación AT/MT o MT/MT.

Para el nivel de BT, se deben considerar las pérdidas en transformadores MT-BT, líneas, acometidas y medidores.

A continuación se presenta la expresión que debe emplearse para el cómputo de las pérdidas totales de potencia por nivel de tensión:

$$PP^n = \frac{\sum (PP_i^n * P_i^n)}{\sum P_i^n}$$

Donde:

n = nivel de tensión (MT, BT)

i = instalación analizada (transformación AT/MT y MT/MT, red de MT, transformación MT/BT, red de BT)

PP^n = Pérdida de potencia del nivel de tensión n

PP_i^n = Pérdida de potencia de la instalación i del nivel de tensión n

P_i^n = Potencia asociada a la instalación i del nivel de tensión n

Las pérdidas de potencia correspondientes a acometidas y medidores se calcularán considerando un modelo simplificado que considere grupos de usuarios con niveles de consumo semejantes cuyas instalaciones eléctricas presenten características similares y acometidas típicas para cada grupo.

Para la porción de la red en BT se considerará una cantidad de pérdidas atribuibles a hurto y fraude, cuya eliminación no resulte económicamente justificable, es decir que el costo de las acciones requeridas para eliminarlas sea mayor que el costo de la energía perdida o sustraída de las instalaciones.

Para determinar las pérdidas atribuibles a hurto y fraude, deberá efectuarse un análisis de los costos involucrados en los procesos de detección y normalización de consumos fraudulentos y clandestinos, su nivel de eficacia, y los costos de la energía perdida. Los criterios a utilizar para este cálculo deben basarse en la información disponible del comportamiento de ese tipo de usuarios finales y clandestinos, y de los resultados de las distintas medidas de detección y normalización de éstos consumos. Las pérdidas calculadas, no podrán exceder el 50% de las pérdidas no técnicas y comerciales de BT consideradas en el balance real de la empresa. Las pérdidas no técnicas totales de la empresa se considerarán únicamente en la red de BT.

Las pérdidas de energía (PEMT y PEBT) se calcularán multiplicando el valor de pérdidas de potencia obtenidas, por el número de horas del período en análisis y el factor de pérdidas correspondiente.

En ningún caso las Pérdidas Totales reconocidas podrán ser superiores a las pérdidas técnicas más el 50% de las pérdidas no técnicas, ambas determinadas a partir del balance de energía real de la empresa.

E.2) Confección del balance de potencia y energía

Se deberá calcular un balance de potencia horario correspondiente al día de máxima demanda anual.

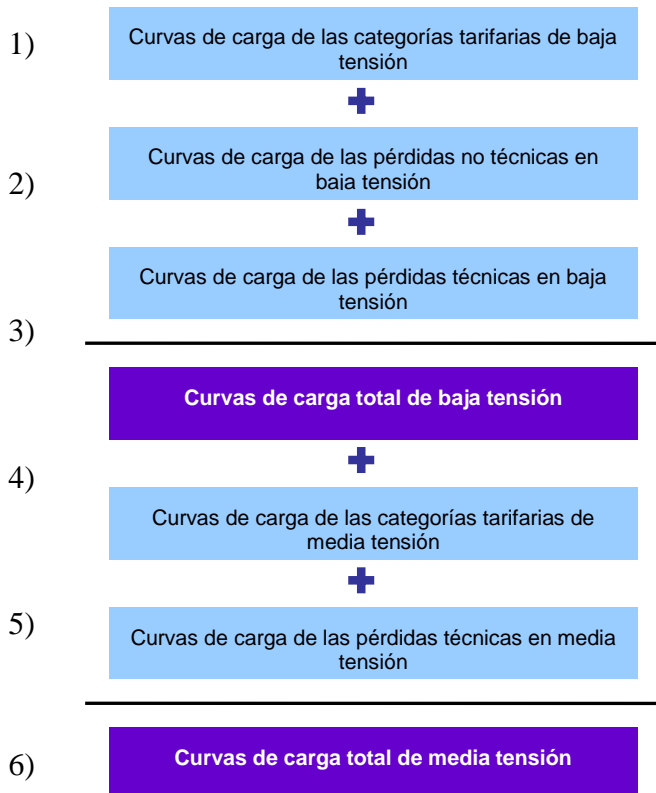
Este balance de potencia deberá ser validado frente a condiciones reales de operación del sistema de distribución de la empresa. Para realizar esta validación se verificará lo siguiente:

1. La hora de máxima demanda del balance debe corresponder con la hora de máxima demanda real del día de máxima demanda anual de la empresa.
2. La demanda máxima en media tensión debe ser igual a la demanda máxima real correspondiente al día de máxima demanda anual.
3. Se deberán validar que los niveles totales de pérdidas de energía (técnicas y no técnicas) obtenidos en el balance de energía son similares a los niveles reales de la empresa.

La información de base que deberá emplearse para la confección del balance de potencia es la siguiente:

- Curvas de carga correspondiente a cada categoría tarifaria obtenidas de la campaña de medición.
- Niveles de pérdidas técnicas de potencia reales para cada nivel de tensión.
- Niveles de pérdidas no técnicas de potencia reales para cada nivel de tensión.
- Curva de carga real del sistema total de cada empresa.

El balance de potencia deberá ser confeccionado siguiendo una metodología del tipo *bottom up*, es decir desde el nivel de baja tensión hasta el de media tensión de acuerdo al siguiente esquema:



Para el cómputo de las pérdidas no técnicas se asumirá una curva de carga característica, esta curva deberá permitir que se cumplan con las condiciones de validación 1 y 2 definidas anteriormente.

Las pérdidas técnicas de potencia para el nivel de tensión n y la hora h se calculan de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{pot,n,h} = k_{perdidas_puntan} * (\sum D_{c,n,h})^2$$

Donde:

$D_{c,n,h}$ = demanda correspondiente al usuario de la categoría tarifaria c (se incluyen también las pérdidas no técnicas) del nivel de tensión n en la hora h .

$K_{perdidas_punta,n}$ es un factor tal que ajusta $P_{pot,n,h}$ con h correspondiente a la hora de máxima demanda del nivel n analizado al nivel real de pérdidas técnicas de la empresa.

En la siguiente tabla se presenta el formato en que dicho balance debe ser presentado:

TARIFA / NIVEL DE TENSION	0	1	2	21	22	23
BAJA TENSIÓN	X	X	X	...	X	X	X
	X	X	X	...	X	X	X
	X	X	X	.	X	X	X
	X	X	X		X	X	X
Categoría Tarifaria 1	X	X	X	...	X	X	X
	X	X	X	X	X	X
	X	X	X		X	X	X

		X	X	X		X	X	
Categoría Tarifaria 2		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	
Categoría Tarifaria 3		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	
Categoría Tarifaria 4		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
.....	
	
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
PÉRDIDAS TÉCNICAS		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
MEDIA TENSIÓN		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	.	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
Categoría Tarifaria 1		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
Categoría Tarifaria 2		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
Categoría Tarifaria 3		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
Categoría Tarifaria 4		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
.....	
	
BAJA TENSIÓN		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X		X	X	

		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
PÉRDIDAS TÉCNICAS		X	X	X	...	X	X	X
		X	X	X	X	X	X
		X	X	X		X	X	X
		X	X	X		X	X	X

Siguiendo la metodología descrita anteriormente se confeccionará también un balance de potencia tarifario, el cual deberá considerar los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas adaptados, el cual deberá presentarse en el mismo formato indicado anteriormente.

Se deberá elaborar un balance de energía considerando las ventas totales de energía reales en el año base y los niveles de pérdidas totales de energía.

F) Activos Generales asignados a Distribución

Los Activos Generales asignados a Distribución (AGD) corresponden al VNR de los activos que, no siendo parte de las redes de distribución, son necesarios por la empresa para la prestación del servicio. Los AGD estarán compuestos por equipos de informática y comunicaciones, o hardware (por ej., computadoras, servidores, redes, impresoras, escáner, etc.), sistemas informáticos, o software (Por ej., SCADA, Sistema de Gestión Administrativa, Sistema de Gestión Comercial, Sistema de Gestión de Distribución, etc.), bienes muebles (vehículos y los bienes y equipos muebles necesarios para la prestación del servicio), edificaciones, o bienes inmuebles (edificios comerciales, técnicos y administrativos necesarios para la prestación del servicio). En los casos donde las distribuidoras compartan activos se considerarán los AGD respectivos de forma prorrateada.

Para la valorización de los activos generales se utilizará la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo considerando para el cálculo, los precios pagados por la empresa distribuidora durante el año base o los años más próximos anteriores en que se efectuó la compra de bienes genéricos en los que se hayan agrupado los diferentes activos existentes.

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 como referencia los precios de implementación de dichos sistemas en empresas distribuidoras de El Salvador.

F.1) CLASIFICACIÓN DE LOS ACTIVOS GENERALES ASIGNADOS A DISTRIBUCIÓN (AGD)

Los Activos Generales asignados a Distribución se clasificarán en las siguientes categorías:

- Equipos de informática y comunicaciones, o hardware (AGD_{HARD}): computadoras, servidores, redes, impresoras, escáner, etc.

-
- Sistemas informáticos, o software (AGD_{SOFT}): SCADA, Sistema de Gestión de Administración, Sistema de Gestión Comercial, Sistema de Gestión de Distribución, etc.
 - Bienes muebles (AGD_{BMUE}): los bienes y equipos muebles necesarios para la prestación del servicio.
 - Edificaciones, o bienes inmuebles (AGD_{BINM}): los edificios comerciales, técnicos y administrativos necesarios para la prestación del servicio.

F.2) ANUALIDAD DE ACTIVOS GENERALES ASIGNADOS A DISTRIBUCIÓN

El monto total de la Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución (AAGD) se determinará como la suma de los valores determinados para las distintas categorías de AGD, según la siguiente expresión:

$$AAGD = AAGD_{HARD} + AAGD_{SOFT} + AAGD_{BMUE} + AAGD_{BINM}$$

La anualidad se calculará con base a lo establecido en el apartado F.4).

F.3) ASIGNACIÓN DE LA ANUALIDAD DE LOS ACTIVOS GENERALES ASIGNADOS A DISTRIBUCIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN

La asignación del monto de la Anualidad determinada para los Activos Generales asignados a Distribución (AAGD) a las etapas de MT y BT de la red se efectuará en forma proporcional a sus respectivos Activos Brutos de Servicio, según las siguientes expresiones:

$$AAGD_{MT} = AAGD \times \frac{ABS_{MT}}{(ABS_{MT} + ABS_{BT})}$$

$$AAGD_{BT} = AAGD \times \frac{ABS_{BT}}{(ABS_{MT} + ABS_{BT})}$$

Dónde:

$AAGD_{MT}$: Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución en la red de MT;

$AAGD_{BT}$: Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución en la red de BT;

$AAGD$: Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución ;

ABS_{MT} : ABS de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de MT;

ABS_{BT} : ABS de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de BT.

F.4) VIDAS ÚTILES A CONSIDERAR PARA EL CÁLCULO DE LA ANUALIDAD

Para el cálculo de la Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución cada uno de los bienes se clasificarán en las categorías mencionadas en apartado F.1) y se utilizarán los años de vida útil y el Factor de Recuperación de Capital, correspondientes a cada categoría según lo dispuesto en el Acuerdo No. 38-E-2000 o el que lo sustituya.

ETAPA 2: CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT Y COSTOS DE ATENCIÓN AL CLIENTE

A) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento, así como los costos de atención al cliente serán calculados a partir de los gastos del año base, reportados por las distribuidoras en el sistema uniforme de cuentas (SUC). Los costos SUC deberán ser evaluados y procesados sobre la base de los lineamientos definidos en los siguientes párrafos, tomando en cuenta auxiliares contables u otro tipo de información que permita establecer adecuadamente los costos de operación y mantenimiento.

No podrán formar parte de los costos de comercialización y de operación y mantenimiento para propósitos tarifarios los siguientes costos informados en el SUC, los cuales deberán estar debidamente identificados:

1. Honorarios por Transferencia de Tecnología y Asesoría Administrativa
2. Multas y penalidades
3. Impuesto sobre la renta
4. Costos asociados a actividades reguladas que no forman parte de la tarifa de energía eléctrica (conexiones, reconexiones, etc.)
5. Costos asociados a actividades no reguladas
6. Costos de apoyo e indirectos asignados a los numerales 4 y 5.
7. Gastos financieros
8. Amortizaciones y depreciaciones
9. Gastos en Publicidad Institucional
10. Gastos diferidos del período

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, la SIGET revisará los costos del SUC presentados por las empresas, y en caso de ser necesario solicitará información complementaria que respalde los mismos y finalmente aprobará total o parcialmente o rechazará su consideración dentro del estudio tarifario según que los mismos no correspondan a la actividad de distribución o comercialización.

La empresa deberá identificar debidamente en el SUC aquellos costos que puedan generar duplicidad de reconocimiento con los activos generales de distribución (p.e.: alquileres, compra y/o alquiler de bienes muebles, etc.).

Serán descontados de los costos de operación y mantenimiento aquellos costos que sean considerados dentro de la valorización del ABS de la empresa (p.e.: Planificación, Ingeniería, que están considerados dentro del Manual de Costos Unitarios).

Independientemente de la desagregación de costos en las actividades especificadas en los capítulos siguientes, las mismas deben guardar una adecuada identificación y seguimiento con el SUC, auxiliares contables y otra información pertinente de modo que la SIGET pueda determinar en detalle la composición de cada una de ellas.

La totalidad de los costos resultantes del proceso de revisión y ajuste mencionado ($CAOM_{MT/BT}$ más $CoAC$ más $CInd_{MT/BT}$) se denominarán CostosSUC. Dichos costos deberán ser inferiores a los costos límites eficientes determinados por la SIGET (CostosLIM) a partir de indicadores de costos eficientes calculados con base en los costos aprobados a las empresas durante la revisión tarifaria del año 2007 que se conocerán como indicadores base, los cuales se detallan en el Anexo 5 de las Normas para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización.

Los indicadores de costos eficientes son:

1. Costos directos de comercialización expresados en US\$/cliente (Ind_{com})
2. Costos directos de O&M de la red de BT expresados en US\$/km de red BT (Ind_{bt})
3. Costos directos de O&M de la red de MT expresados en US\$/km de red MT (Ind_{mt})
4. Costos de apoyo expresado como porcentaje de la suma de los costos directos (1.+2.+3.) (Ind_{ap})
5. Costos indirectos expresados en US\$/cliente (Ind_{ind})

Estos indicadores deberán ser determinados en valores del año base del estudio tarifario tomando en cuenta el índice de precios al consumidor y un factor de ganancia de escala según lo dispuesto en el Anexo 5.

$$Ind_{k,i} = Ind_{k,i-1} * (1 + ipc)^n * (1 + Fe)^n$$

Donde:

k: com, bt, mt, ap, ind, que representan a los diferentes indicadores considerados

i: año base del estudio tarifario; i-1= año base del estudio tarifario anterior.

Ind_i: Indicador ajustado al año base del estudio tarifario

Ind_{i-1}: Indicador calculado en el periodo tarifario anterior.

n: Cantidad de años transcurridos desde la última revisión tarifaria hasta la actual

ipc: Índice de precios al consumidor promedio anual para el período n

Fe: Factor de ganancia de escala promedio anual calculado para el período n. El método de cálculo se desarrolla en el Anexo 5 de las Normas para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización.

Una vez ajustados los indicadores al año base del estudio tarifario se reconstruirán los costos totales multiplicando cada uno por la variable de expansión correspondiente. En el caso de los costos de operación y mantenimiento directos de las redes de MT y BT las cantidades de redes deberán incorporar los FAI correspondientes.

Entonces:

$$\text{CostosLIM} = (\text{Ind}_{\text{com},i} * \text{Clientes}_{\text{ab}} + \text{Ind}_{\text{bt},i} * \text{km}_{\text{bt-ab}} + \text{Ind}_{\text{mt},i} * \text{km}_{\text{mtab}}) * (1 + \text{Ind}_{\text{ap},i}) + \text{Ind}_{\text{ind},i} * \text{Clientes}_{\text{ab}}$$

Clientes_{ab}: Cantidad de clientes promedio correspondiente al año base del estudio

km_{bt-ab}: Cantidad de kilómetros de red de baja tensión al 31 de diciembre del año base del estudio ajustado por el FAI correspondiente.

km_{mt-ab}: Cantidad de kilómetros de red de media tensión al 31 de diciembre del año base del estudio ajustado por el FAI correspondiente.

Si **CostosSUC** mayor que **CostosLIM** : Se considera como costos de CAOM_{MT/BT} más CoAC más CInd_{MT/BT}, los CostosLIM. En este caso se debe calcular el factor de ajuste (k_{AJUSTE}) proporcional de los costosSUC de modo que $k_{\text{AJUSTE}} * \text{CostosSUC} = \text{CostosLIM}$.

Si **CostosSUC** menor o igual que **CostosLIM**: Se considera como costos de CAOM_{MT/BT} más CoAC más CInd_{MT/BT}, los CostosSUC y $k_{\text{AJUSTE}} = 1$

Únicamente durante el período de transición para la implementación por primera vez del procedimiento anteriormente descrito (revisión tarifaria del año 2012), se podrá aplicar la siguiente regla de excepción: el monto a trasladar a los CostosSUC podrá ser ajustado con el objeto de que si alguna de las actividades necesarias para la prestación del servicio no está siendo desarrollada adecuadamente por la empresa en beneficio del usuario pueda ser llevada a cabo. La solicitud para la aprobación de un ajuste de los CostosSUC, deberá contener como mínimo, el detalle del rubro o rubros que se solicita ajustar, los alcances de dichos ajustes en términos de servicios, recursos humanos y materiales, el estado actual de la gestión y el estado final al cual se pretende llegar, así como las cuentas del SUC afectadas. La SIGET evaluará dicho requerimiento y determinará en qué proporción serán incluidos con base en los elementos justificativos aportados por la empresa distribuidora. Asimismo, con el objeto de poder auditar dichos costos, la empresa deberá mantener disponible la información pertinente al ajuste solicitado. Los costos a reconocer mediante este concepto no podrán ser mayores que los CostosLIM determinados para la empresa distribuidora.

En caso que al finalizar el período tarifario la empresa no hubiere alcanzado el estado final al cual pretendía llegar con el ajuste del monto de CostosSUC, los montos no erogados serán descontados de los costos de operación y mantenimiento a autorizar en el siguiente período tarifario.

En el caso excepcional que dentro del período quinquenal de fijación tarifaria, la empresa distribuidora llegare a experimentar por factores no controlables por la misma, un incremento sustancial y permanente en uno de los rubros de operación y mantenimiento, que en un año superen el 5% de los costos de operación y mantenimiento aprobados en el año de fijación tarifaria llevados a valor presente del año en análisis, la empresa podrá solicitar un ajuste del cargo respectivo, siempre y cuando se cumpla lo establecido en el artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

B) CÁLCULO DE LOS COSTOS DIRECTOS

B.1.) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

Se definen como actividades de Operación y Mantenimiento (OyM), aquellas en las que incurre la empresa al realizar el mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo de los equipos e instalaciones que constituyen las redes de distribución y las operaciones necesarias ante tareas programadas y para reponer la continuidad del servicio.

Para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento incurridos por la empresa, se reconocen los procesos constitutivos de las tareas propias de OyM asociados a los principales tipos de instalaciones: red de baja tensión (red BT) donde se encuentran incluidos los costos de centros de transformación MT-BT (CT MT/BT) y red de media tensión (red MT).

B.1.1) PROCESOS BÁSICOS DE GESTIÓN

La determinación de los Costos Anuales de Operación y Mantenimiento de la Red de MT ($CACOM_{MT}$), se realiza, considerando al menos las siguientes actividades:

Actividades MT
Mantenimiento de Scada y Radiocomunicación
Monitoreo y Control de Sistemas
Mantenimiento de Redes de Distribución
Mantenimiento de Equipos en Líneas Aéreas
Mantenimiento de Medidores y Equipos de Medición
Mantenimiento de Subestaciones
Mantenimiento de Sistema de Información Geográfico
Monitoreo y Gestión de la Calidad del Servicio
Personal Temporal
Materiales y Suministros
Contratista - Mantenimiento de

Subestaciones
Contratista – Mantenimiento de Líneas Aéreas
Contratista – Mantenimiento de Herramientas y Equipo
Contratista – Otros Servicios Contratados
Contratista – Lectura de Medidores
Contratista – Suspensión de Servicios
Inspecciones
Lectura de Medidores

La determinación de los Costos de Anuales de Operación y Mantenimiento de la Red de BT ($CACOM_{BT}$), se realiza, considerando al menos las siguientes actividades:

Actividades BT
Monitoreo y Control de Sistemas
Mantenimiento de Redes de Distribución
Mantenimiento de Transformadores MT/BT
Mantenimiento de Medidores y Equipos de Medición
Mantenimiento de Sistema de Información Geográfico
Monitoreo y Gestión de la Calidad del Servicio
Lectura de Medidores
Lectura de Medidores – Materiales y Suministros
Personal Temporal
Materiales y Suministros
Contratista – Mantenimiento de Líneas Aéreas
Contratista – Mantenimiento de Herramientas y Equipo
Contratista – Otros Servicios Contratados
Contratista – Lectura de Medidores
Contratista – Inspecciones
Contratista – Suspensión de Servicios

B.1.2) COSTOS ANUALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS

Los costos anuales de operación y mantenimiento de las redes MT ($CAOM_{MT}$) y BT ($CAOM_{BT}$) a transferir a tarifas se determinará según las siguientes expresiones:

$$CAOM_{MT} = k_{AJUSTE} * CACOM_{MT}$$

$$CAOM_{BT} = k_{AJUSTE} * CACOM_{BT}$$

C) COSTOS DIRECTOS DE ATENCIÓN AL CLIENTE

Los Costos Directos de Atención al Cliente corresponden a las actividades directas de atención en oficinas y telefónica a clientes (AC) y a todas las tareas que integran el ciclo comercial “regular” (facturación, emisión y distribución de facturas y cobranza).

Se reconocen inicialmente los procesos constitutivos de las tareas propias de AC, como son: la atención a clientes (en oficinas y telefónica), la facturación y la cobranza de las facturas.

C.1.) PROCESOS BÁSICOS DE GESTIÓN

La determinación de los Costos Anuales de Atención a Clientes ($CACAC$), se realiza considerando al menos las siguientes actividades:

Actividades Comerciales
Atención al Cliente
Facturación
Notificación
Colecturía
Gestión Clientes Estatales y Municipales
Call Center
Mantenimiento de Flota
Personal Temporal
Contratista – Facturación y Notificación
Contratista – Colecturía
Contratista – Otros Servicios
Materiales y Suministros

Estas actividades comerciales deben ser asignadas a los siguientes rubros de costos:

CACAC: Representa los Costos Anuales de Atención al Cliente

CACF: Representa los Costos Anuales de Facturación.

CACC: Representa los Costos Anuales de Cobranza.

C.2) COSTOS DIRECTOS DE ATENCIÓN AL CLIENTE

Los costos directos de atención al cliente a transferir a tarifas se determinarán según las siguientes expresiones:

$$CACAC = k_{AJUSTE} * CACAC$$

$$CACF = k_{AJUSTE} * CACF$$

$$CACC = k_{AJUSTE} * CACC$$

Los Costos Directos de Atención al Cliente (CDAC) deben ser asignados a las dos categorías de clientes: 1) pequeñas y medianas demandas, y 2) grandes demandas.

Para ello los distintos costos determinados, *CACAC*, *CACF* y *CACC*, deben ser asignados a las distintas categorías de clientes, de acuerdo a los ratios más adecuados para cada categoría de clientes (por ejemplo: cantidad de usuarios, energía consumida, proporción de los costos directos contables, entre otros).

De esta manera los Costos de Atención al Cliente a transferir a los Cargos de Comercialización (*CoAC_i*) se determina según la siguiente expresión:

$$CoAC_i = CACAC_i + CACF_i + CACC_i$$

Donde *i* indica el tipo de cliente: pequeñas demandas, medianas demandas o grandes demandas.

D) CÁLCULO DEL COSTO INDIRECTO DE ADMINISTRACIÓN DE LAS INSTALACIONES

D.1.) DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS

Del sistema uniforme de cuentas se determinarán los Costos Indirectos (administración y finanzas, otros costos de gestión comercial, etc.), Servicios Generales (telefonía y

comunicaciones, correo, fletes, seguridad, aguas, limpieza de las instalaciones, mantenimiento y reparación de las instalaciones y vehículos, etc.) y Otros Egresos (tales como bienes de consumo varios, útiles, papelería, fotocopias, representación, viáticos y movilidad, combustibles y lubricantes, etc.) que requiera la empresa para el desarrollo de sus actividades de forma eficiente.

D.2.) Procesos Básicos de Gestión

Se definen los siguientes procesos básicos:

- **Dirección y Administración:** incluye las tareas de dirección, gerencia general, auditoría externa e interna, asesoría legal, relaciones institucionales, administración y contabilidad general, control y gestión del presupuesto, compras y licitaciones, procedimientos y control, administración del financiamiento, soporte y desarrollo de sistemas de información, etc.

La determinación de los Costos Indirectos de Dirección y Administración ($CIInd_{DA}$), se realiza, considerando al menos las siguientes actividades, de acuerdo a lo detallado en la tabla siguiente:

Actividades - Dirección y Administración
Costos de Personal
Materiales y Suministros de Oficina
Seguro sobre Bienes
Personal Temporal
Servicios Generales

- **Otros Costos de Gestión Comercial:** incluye las tareas comerciales no consideradas en los costos directos de atención al cliente, o sea las tareas administrativas asociadas al control de facturación y de cobranzas y aquellas tareas relativas al control de la calidad de servicio comercial, al control de las pérdidas y a la lectura de medidores.

La determinación de los Otros Costos de Gestión Comercial ($CIInd_{GC}$), se realiza, considerando al menos las siguientes actividades, de acuerdo a lo detallado en la tabla siguiente:

Actividades – Otros Costos de Gestión Comercial
Sistemas y Procesos Comerciales
Compras de Energía y Asuntos Regulatorios
Contratista – Otros Servicios Contratados

D.3) Costos Indirectos Totales

El monto total de los costos indirectos será la suma de los valores determinados para las distintas categorías, según la siguiente expresión:

$$CInd = CInd_{DA} + CInd_{GC}$$

E) DEDUCCIÓN DE INGRESOS NO REGULADOS.

En el caso de que la empresa realice tareas adicionales a las necesarias para el desarrollo de la actividad de distribución y de comercialización, y que compartan instalaciones y/o recursos considerados en los cargos regulados (p.e. alquiler de postes de las redes), los ingresos netos (ingresos menos costos) después de impuestos producidos por estas actividades deberán “compartirse” con los usuarios del sistema de distribución.

Estos ingresos se “compartirán” descontando de los costos de operación y mantenimiento y comercialización el 50 % de los ingresos netos, después de impuestos, recibidos por las actividades identificadas como no reguladas para el año base del estudio.

F) CALCULO DEL COSTO DEL CAPITAL DE TRABAJO (CCT)

El cálculo del Costo del Capital de Trabajo (CCT) se deberá realizar a partir de una simulación de la operación típica de la empresa. El CCT corresponde al costo financiero necesario para cubrir el desfase de recaudación respecto de los pagos por compra de energía y los gastos operativos del primer año de operación de la Empresa. Los pagos por compra de energía serán aquellos correspondientes al mercado del año base, considerando el precio promedio ponderado de la energía.

Los gastos operativos serán los correspondientes a los costos calculados de acuerdo a la metodología definida en este documento. La tasa de interés que deberá utilizarse para calcular el costo del capital de trabajo es la tasa de interés básica activa -TIBA - para préstamos de hasta un año para el año base del estudio.

F.1.) Criterios para el modelado del CCT

El cálculo del CCT se deberá realizar a partir de una simulación de la operación típica de la empresa considerando lo siguiente:

- Se determinarán los flujos de ingresos y egresos y la necesidad de financiamiento que de ello se deriva. De esta manera se considera el desfase producido entre la cobranza de ventas y los desembolsos que la empresa debe realizar para su operación considerando lo siguiente:
 - El período de facturación a los usuarios;

-
- Plazos de pago de las compras de energía, remuneraciones, servicios de terceros y otros gastos de la empresa distribuidora-comercializadora. (Por ej.: garantías por las operaciones de compra-venta de energía).
 - Para el caso del costo de capital ocasionado por el desajuste entre los ingresos y los costos por las transacciones de la compra-venta de energía de la distribuidora al inicio del año base, este cálculo se efectuará tomando en consideración los siguientes aspectos:
 - a) El volumen total de energía comprada por la distribuidora durante el período que servirá como base para el cálculo del precio ajustado de la energía a ser aplicado a partir del 12 de enero del año base.
 - b) La diferencia entre el precio promedio ponderado de la energía en el Mercado Regulador del Sistema en punta, resto y valle, en el período comprendido entre el 1 de enero al 31 de diciembre de 2002 aprobado por SIGET para cada distribuidora (Peo) y los precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS) durante el período que servirá como base para el cálculo del precio ajustado de la energía a ser aplicado a partir del 12 de enero del año base.
 - c) Los comprobantes mensuales de cobro o pago, así como el calendario de facturación y liquidación que emite la Unidad de Transacciones al Distribuidor debidamente certificados, de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 14 - Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación contenido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).
 - d) Para ello se estimará el flujo de ingresos y egresos desde el primer día de período tarifario (considerando como si se iniciasen las operaciones en ese momento) excluyendo los efectos de cambios de periodicidad del ajuste del precio de la energía o cualquier otro evento particular derivado de una modificación regulatoria que tenga impacto en el flujo de efectivo, (considerando las condiciones de operación y naturaleza de los gastos e ingresos) hasta el 31 de diciembre de dicho año.
 - Durante ese período, se determinarán los saldos diarios negativos, se calculará el interés diario y se lo actualizará al final del año, de esa manera la sumatoria de la actualización de los intereses diarios será el costo del capital de trabajo.

Para la determinación de los montos de facturación, se tomará de base la información reportada en el SUC y para los montos de compra de energía la información contable de los pagos realizados durante el año base debidamente auditados.

F.2.) ASIGNACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE TRABAJO

La asignación del monto determinado para el Costo del Capital de Trabajo a las etapas de MT y BT de la red se efectuará en forma proporcional a los volúmenes de energía anual facturada en cada nivel de tensión.

G) CÁLCULO DEL VALOR ESPERADO DE COMPENSACIÓN POR FALLA Y CÁLCULO DEL VALOR DE LAS PÉRDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA

Se calculará el valor esperado de compensación por falla y valor de las pérdidas medias de energía de acuerdo a lo establecido en las Normas para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización.

H) ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS

La asignación de los Costos Indirectos totales a las instalaciones de MT y BT se efectuará en forma proporcional a los correspondientes costos directos de operación y mantenimiento, según las siguientes expresiones:

$$CInd_{MT} = CInd \times \frac{CAOM_{MT}}{(CAOM_{MT} + CAOM_{BT})}$$
$$CInd_{BT} = CInd \times \frac{CAOM_{BT}}{(CAOM_{MT} + CAOM_{BT})}$$

Dónde:

$CInd_{MT}$: Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de MT;

$CInd_{BT}$: Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de BT;

$CAOM_{MT}$: Costo anual de operación y mantenimiento de la red de MT

$CAOM_{BT}$: Costo anual de operación y mantenimiento de la red de BT

I) DETERMINACIÓN DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA SUSTITUIR LAS REDES QUE NO SON PROPIEDAD DE LA DISTRIBUIDORA Y QUE NO CUMPLEN CON LAS NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO Y SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES.

Las redes que no son propiedad de la empresa y que están siendo operadas por ésta para proveer el servicio a sus usuarios finales, serán sujetas de tratamiento especial, de conformidad con lo dispuesto en la Ley General de Electricidad, con el objeto de garantizar la seguridad, la calidad y el acceso del suministro a los usuarios finales que reciben el servicio de energía eléctrica a través de éstas.

Para redes propiedad de terceros con deficiencias en los indicadores de calidad o que presenten riesgos para las personas, la empresa distribuidora deberá incluir en su propuesta de costos de operación y mantenimiento a reconocer, un monto equivalente a la anualidad de las obras que se ejecutarán en el quinquenio.

Para lograr el objetivo anterior, las empresas distribuidoras deberán calcular el flujo total de desembolsos de las obras a ejecutar durante el quinquenio para normalizar redes de terceros que no cumplen con las normas de calidad del servicio y seguridad en las instalaciones en su área de servicio mediante la siguiente metodología:

- El flujo de desembolsos incluirá los costos de remoción y desmontaje de las instalaciones a sustituir, los cuales deben estar debidamente especificados.
- El flujo anterior, se expresará a valor presente del año base, con la tasa de descuento definida en el artículo 68 de la Ley General de Electricidad.
- Se calculará la anualidad a reconocer en cada año del período tarifario considerando las vidas útiles definidas en el Acuerdo No. 38-E-2000. Dicha Anualidad será calculada conforme a la fórmula siguiente:

$$Asf = \frac{FRC * VA}{(1 + i)^{VU}}$$

Donde:

Asf: Anualidad basada en el método de Sinking Fund

FRC: Factor de Recuperación del Capital

VA: Valor presente del flujo de las obras a ejecutar en un quinquenio.

i: Tasa de descuento

VU: Vida útil de la obra a ejecutar.

- De los montos incurridos para la ejecución de este tipo de proyectos en el período de revisión quinquenal, se calculará un costo promedio por kilómetro de línea para normalizar la red de terceros durante un año, el cual incluirá el costo de remoción y desmontaje de las instalaciones.
- Con base a la cantidad de kilómetros de redes a normalizar y el costo promedio por kilómetro de línea, se calculará el monto total requerido para normalizar la totalidad de las redes durante el resto del quinquenio.
- La distribuidora propondrá en su propuesta tarifaria el mínimo de los períodos tarifarios que se requieran para normalizar la totalidad de las redes.

El plan de obras propuesto a ejecutar cada año será presentado a SIGET para su aprobación con base al programa quinquenal descrito en los párrafos anteriores, el cual incluirá los criterios de desagregación en activos y gastos, en conjunto con la solicitud de aprobación de los pliegos tarifarios el primer día hábil de octubre de cada año. El plan anual propuesto se definirá tomando como base de partida las solicitudes recibidas de parte de las comunidades, usuarios, Centro de Atención al Usuario de la SIGET, y obras identificadas por la distribuidora. El plan anual propuesto deberá incluir detalladamente las obras previstas: justificativo técnico, identificación precisa tanto eléctrica como georeferenciada, cronograma de ejecución, y cualquier otra información que la SIGET considere necesaria para la correcta evaluación del plan.

Este procedimiento será aplicable en cuanto se determine la existencia de redes de distribución que no son propiedad del distribuidor que se encontraren en mal estado o representen riesgo para las personas por causa de deficiencias de construcción con respecto a los estándares constructivos y de calidad del servicio vigentes.

Los activos involucrados en dichas obras pasarán a ser reconocidos como activos de la empresa con todas las responsabilidades relativas al mantenimiento y renovación total o

parcial requeridas para su adecuado funcionamiento y cumpliendo con la normativa de calidad vigente.

El plan de ejecución autorizado para el quinquenio, será auditado anualmente por la SIGET quien verificará que el avance de los proyectos comprometidos para ese año sea ejecutado en tiempo y forma. En caso de determinarse que los proyectos no fueron ejecutados en su totalidad al final del quinquenio, las diferencias detectadas se descontarán de los costos de operación y mantenimiento de la próxima revisión tarifaria. Este descuento se calculará de la siguiente forma:

1. Se calculará el monto a descontar a precio del año base de la revisión tarifaria anterior.
2. El monto determinado en el numeral anterior se ajustará a precios del año base del estudio tarifario actual, de acuerdo a la metodología de ajuste de las tarifas de distribución definida en el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

ETAPA 3: CÁLCULO DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, MODELO TARIFARIO Y TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PLIEGO TARIFARIO

A) CÁLCULO DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN

Se deberán calcular los cargos por uso del sistema de distribución correspondientes a los subsistemas de media y baja tensión (CDistrMT y CDistrBT) de acuerdo a la metodología definida en las Normas para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización.

B) CÁLCULO DE LOS CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN

Obtenidos cada uno de los costos directos de las tareas asignables a la actividad de atención al cliente, éstos se deben agregar convenientemente de tal manera de obtener los costos totales por tipo de cliente.

C) MODELO TARIFARIO

Calculados los cargos de distribución, estos serán trasladados a cada una de las categorías tarifarias definidas considerando la responsabilidad de cada una de estas en los costos del sistema de distribución, utilizando para esto factores tales como los obtenidos del estudio de Caracterización de la Carga (factor de carga, factor de participación en punta, resto y valle etc.), entre otros.

D) TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PLIEGO TARIFARIO

Salvo causa justificada, los Términos y Condiciones del Pliego Tarifario aprobado permanecerán vigentes durante el quinquenio del período tarifario a excepción de los cargos

de distribución y comercialización que serán ajustados anualmente según lo dispuesto en el artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

4. REQUERIMIENTO DE LA INFORMACIÓN

4.1.- INFORMACIÓN DE BASE

Las empresas deberán suministrar a la SIGET copia de toda la información que se le haya solicitado con motivos del cálculo del cargo de distribución y cargo de comercialización en medio digitalizado (dos copias en medio no regrabable), de acuerdo al cronograma definido por la SIGET. A la información entregada se le deberá adjuntar un archivo de planilla de cálculo con una “tabla de contenido”, en el que se describa la información contenida en los medios digitales entregados, indicando: nombre de archivo y descripción del contenido del mismo. La información que no se encuentre identificada y detallada en dicha tabla de contenido podrá ser considerada como no entregada por la SIGET.

La información debe ser entregada en los formatos especificados en el presente manual y de conformidad al cronograma definido por la SIGET.

La empresa deberá suministrar como mínimo la información que se lista a continuación, sin menos cabo de que la SIGET podrá definir oportunamente la entrega de información adicional.

4.1.1. DEMANDA

- Demanda máxima registrada en los alimentadores de MT;
- Ventas de energía y número de clientes a nivel de alimentadores y subestaciones MT/BT;
- Pérdidas técnicas y comerciales de potencia y energía reales de las redes de MT y BT;
- Número de usuarios, ventas de energía y ventas de potencia, potencia registrada y facturada, detalladas por categorías tarifarias y usuarios (regulados y no regulados)¹;
- Potencia contratada por sector de consumo en el caso medianas y grandes demandas y comercializadores

4.1.2. COSTOS

- Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de MT y BT y costo de atención al cliente (separadamente);
- Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados;
- Ingresos por concepto de cargo de distribución y cargo de comercialización para cada categoría tarifaria
- Ingresos por otros servicios;
- Costos asociados a las actividades vinculadas a la prestación de otros servicios;

¹ Por clientes regulados se hace referencia a aquellos clientes que son comercializados por la empresa distribuidora y clientes no regulados a aquellos que compran la energía a otro comercializador.

-
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios funcionales y su asignación a cada una de las actividades de inversión, operación y mantenimiento o servicio y atención al cliente;
 - Organigrama, manual de organización y funciones y cuadro de asignación de personal;
 - Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;
 - Detalle de activos separados por proceso básico

4.1.3 EXPLOTACIÓN COMERCIAL

- Información de modalidad de cobranza, número de centros de atención (de la Empresa,
- Centros Autorizados de Recaudación, Bancos) número de ventanillas de atención, tiempo promedio de atención, costos unitarios promedio por transacción.
- Información de atención telefónica (puestos de atención telefónica, número de llamadas al año, tiempo promedio de atención, porcentaje de llamadas no atendidas).
- Información respecto a otras modalidades de atención al cliente.
- Información de modalidad de cobranza, número de centros de atención (de la Empresa, Centros Autorizados de Recaudación, Bancos) número de ventanillas de atención, tiempo promedio de atención por usuario, costos unitarios por transacción.

4.1.4. INSTALACIONES FÍSICAS

- Para la información de las instalaciones físicas se tomará como base las bases de datos que las distribuidoras entregan a SIGET según los requerimientos de las Normas para el Registro de las Instalaciones y Equipos de Distribución de las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica.

4.1.5 CALIDAD DE SERVICIO

- Indicadores de calidad de servicio y producto técnico, evolución histórica y situación actual.
- Cantidad de Fallas en suministro al sistema de MT y BT y número de puntos de suministro para los últimos dos años
- Cantidad de Fallas en la red de MT y longitud de circuitos en operación
- Cantidad de Fallas en subestaciones de distribución y número de subestaciones
- Cantidad de Fallas en la red de BT y longitud de circuitos en operación
- Planes destinados a la mejora en la calidad del servicio.