

ELECTRICIDAD

SIGET

No. de Asiento 1322

Superintendencia General de
Electricidad y Telecomunicaciones

ASIENTO DE PRESENTACION

Fecha y Hora

de Presentación: veintiocho de Diciembre de 1 dos mil seis (28/12/2006)

Objeto Acuerdo 328-E-2006, Normas e Interpretaciones Tecnicas de SIGET, inscripcion en el Registro adscrito a SIGET

Persona Receptora Mauricio Ernesto Barrera Pocasangre

Código 2001

Cargo Auxiliar de registro

Mauricio Ernesto Barrera P.

Expediente

No. 495 LIBRO 30 PAG. 26 Firma y Sello

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

ACUERDO No. 328-E-2006

LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las catorce horas del día veinte del mes de diciembre del año dos mil seis.

CONSIDERANDO QUE:

No. 495 LIBRO 30 PAG. 27

- I. De conformidad con el artículo 4 de la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, que en adelante se denominará SIGET, y el artículo 3 de la Ley General de Electricidad, esta Institución es la responsable del cumplimiento de las normas de carácter general aplicables a las actividades del sector de electricidad.
- II. De acuerdo con el artículo 9 de la Ley General de Electricidad, los cargos por uso de red de distribución son aprobados por esta Institución de conformidad a una metodología que considera los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada según los parámetros establecidos en el artículo 67 de la Ley. La referida metodología se encuentra actualmente contenida en el acuerdo No. 60-E-2001, la cual establece los elementos base para el cálculo del cargo por uso de la red, referente a las redes, instalaciones, operación, mantenimiento, ventas y la capacidad total de transferencia del distribuidor en el año inmediato anterior al de aprobación de los cargos.
- III. Por medio del Acuerdo 146-E-2005, de fecha 14 de Septiembre del año 2005, se adiciona la base metodológica que permite el cálculo del cargo a aquellos distribuidores que no han iniciado operaciones. Estas reglas permiten realizar el cálculo de las tarifas aplicables a los nuevos proyectos de distribución, mediante su correspondiente armonización con la normativa vigente que regula este aspecto.
- IV. La Junta de Directores de SIGET, el día siete de diciembre del año dos mil cinco, autorizó la contratación de la firma Mercados Energéticos, con el objeto de desarrollar los servicios de "Consultoría para definir la estrategia a implementar en la revisión y actualización de los cargos de distribución, atención al cliente y del pliego tarifario del periodo 2008-2012", lo cual incluye el apoyo técnico para el personal de la SIGET en la revisión de las normativas vigentes para consolidar la reglamentación relativa al cálculo y aplicación de los cargos tarifarios, emitiendo las recomendaciones de reformas o emisión de nuevas metodologías.
- V. Uno de los alcances de dicha consultoría es la evaluación y desarrollo de una propuesta de metodología para el cálculo del Cargo de Uso de las Redes de Distribución de las empresas distribuidoras que actúan como comercializadores

en el área geográfica donde se ubican sus redes. En la cual se debe definir los recursos precisos para llevar a cabo las etapas que sean necesarias para aprobar el referido cargo, y deberá incluir la normativa aplicable a los requerimientos de información, para lo cual se deberán desarrollar los formularios que sean necesarios para asegurar que la información que entreguen los operadores, lo hagan en forma confiable, oportuna y uniforme.

- VI. Con el objeto de garantizar la evaluación plena e integral de la metodología del Cargo de Uso de las Redes de Distribución y la emisión de normas claras, precisas, adecuadas y efectivas para regular las situaciones concretas a las que dichas normas se destinan, fue sometida dicha metodología al procedimiento de consulta conforme a lo establecido en el artículo 2 del Acuerdo No. N-1-2004.
- VII. Esta Superintendencia el día seis de abril del presente año, designó la formación del Comité para la Elaboración de la Propuesta de Normativa para la determinación de los Cargos por el Uso de las Redes, como documento de consulta. Dicho comité fue conformado con funcionarios de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica de esta Institución.
- VIII. Con fecha once de agosto del presente año, la Gerencia de Electricidad presentó la propuesta del documento de consulta y considerando la naturaleza de la normativa a emitirse, recomendó que la misma se sujete al procedimiento básico de consulta establecido en el Capítulo II del Procedimiento de Consulta y Elaboración Participativa de Normas para los Sectores de Electricidad y Telecomunicaciones del Acuerdo No N-1-2004. De conformidad a lo anterior, el 4 de Septiembre de 2006, la Superintendencia emitió el Acuerdo 212-E-2006, por medio del cual se dio inicio al procedimiento de consulta participativa básica del documento denominado "NORMAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN", el cual constituye una normativa general que se aplicará en coordinación con la Ley General de Electricidad para la determinación del Cargo por Uso de la Red. En el mismo Acuerdo, se estableció como fecha límite para la entrega de observaciones y comentarios, el 4 de octubre del presente año.
- IX. Finalizada la fecha de recepción de observaciones y comentarios a la propuesta de normativa, las instituciones y empresas que presentaron observaciones a la propuesta de Metodología durante el período establecido para ello, tal como consta en el acta número uno, fueron las siguientes:
 1. Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V.
 2. Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V.
 3. AES CLESA y Cía. S. en C. de C.V.
 4. DEUSEM, S.A. de C.V.
 5. EEO, S.A. de C.V.
 6. Superintendencia de Competencia.

7. Defensoría del Consumidor.
 8. Asociación Salvadoreña de Industriales
 9. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
- X. A fin de responder a las observaciones presentadas por las instituciones y empresas mencionadas en el considerando IX, éstas fueron convocadas para que los días 25 y 26 de octubre del presente año se presentaran a las instalaciones de SIGET con el objeto de exponerles los comentarios y respuestas de SIGET a las observaciones realizadas a la Propuesta de Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes De Distribución, y asimismo, recoger observaciones y comentarios adicionales en torno a la Propuesta de Metodología, los cuales fueron analizados y tomados en cuenta para la elaboración definitiva de esta norma.
- XI. En cumplimiento al artículo 11 del Acuerdo No. N-1-2004 y a lo dictaminado en el literal e) de la parte resolutive del Acuerdo No.212-E-2006, la Gerencia de Electricidad en coordinación con la Unidad de Asesoría Jurídica, elaboró un informe para la Superintendencia, en el cual se resume sucintamente las respuestas a las observaciones presentadas a la Propuesta de Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes De Distribución, que fueron planteadas en su oportunidad por las entidades mencionadas en el considerando IX.
- XII. Cabe destacar que en las normas que se aprueban mediante este acuerdo, todos los plazos se han estipulado en términos de días hábiles, para adaptar dichos plazos a lo que establece el artículo 32 de la Ley de Creación de la SIGET que indica que "los actos deberán realizarse en los plazos establecidos y se contarán en días hábiles, siendo aquéllos perentorios e improrrogables, salvo causa justificada".
- XIII. Finalmente, es importante destacar que las NORMAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN es una herramienta básica fundamental que permitirá efectuar el cálculo del cargo por el uso de la red de distribución, el cual es una de las componentes del pliego tarifario al consumidor final. Adicionalmente, de acuerdo a dicha metodología, el Cargo de Uso de Red será establecido por períodos quinquenales, de tal forma que éste se calculará y aprobará en el año 2007, cálculo que tendrá su vigencia para el período quinquenal comprendido desde el año 2008 hasta el año 2012. En consecuencia, es procedente la aprobación de las normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución.

POR LO TANTO,

En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- a) Aprobar las Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución, de conformidad a lo siguiente:

NORMAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION

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. Éstos serán utilizados para establecer el componente de distribución 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 al cargo de distribución.

La SIGET deberá realizar sus propios estudios tarifarios, a los efectos de validar o indicar modificaciones a los cálculos 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.

En los casos en que la SIGET haya indicado modificaciones a los estudios presentados por la empresa y estas no hayan sido evacuadas a satisfacción de la SIGET, corresponderá a la SIGET establecer los valores finales y definir el cargo por uso de red del sistema de distribución para los subsistemas de media y baja tensión 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 al cargo de distribución.

Para la realización de dicho estudio, la SIGET solicitará en distintas etapas a la empresa información sobre las características de sus sistemas de distribución 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 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 remitidos por la empresa y emitirá un documento que contenga todas las observaciones efectuadas. 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 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.

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 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 podrán ser actualizados de conformidad a lo establecido en el Art. 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 gastos 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 del año base.

En el momento de la aprobación de los cargos de distribución, la SIGET revisará las proporciones en que dichos cargos están compuestos por recursos nacionales o extranjeros, para ser utilizadas en las fórmulas de actualización de los cargos de distribución.

Art. 5.- Los Cargos de Distribución (CDistr) se calcularán en base al Costo de Capital Anual (CCA) y al Costo Total Anual de Operación y Mantenimiento (CTOM). Los CDistr se obtienen dividiendo los costos anuales de estos rubros 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 técnicas y el valor estimado de compensación por falla, deben corresponder a redes eficientemente dimensionadas, operadas y mantenidas. Los cargos de distribución no incluirán los costos de facturación, cobranza y similares, 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 2.3 inciso b) 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 2.3 inciso b) 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 de los contratos, 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.

A los fines del cálculo, se considerará que el ABS está compuesto por las instalaciones eficientemente dimensionadas para la prestación del servicio, esto es, que cumplan con las siguientes condiciones: (i) la cantidad de los activos incorporados es la adecuada para prestar el servicio con la calidad requerida, (ii) el dimensionamiento de los activos resulta óptimo desde el punto de vista económico, es decir que minimiza el costo total (*costos de inversión, más pérdidas de energía, más inversiones por calidad de servicio*) y (iii) los costos de los activos incorporados son justificables en comparación con los precios de mercado.

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

Para cada segmento del sistema de distribución (red de MT, módulos de transformación y red de BT) se requiere que la empresa entregue la totalidad de la información referida a las instalaciones existentes al finalizar el año base del estudio, de tal forma que la metodología de optimización de la red que se utilizará será la descrita en el Manual de Diseño de Distribución incluida en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

En el caso que, a juicio de la SIGET, la empresa no cuente con la totalidad de esta información para algún segmento del sistema de distribución, y la información faltante no pueda ser estimada con la información disponible, se utilizará, para aquel cuya información no se encuentre completa, el método de optimización basado en el análisis de Sistemas Eléctricos Representativos (SER) descrito en el Anexo 2 del presente Acuerdo.

La SIGET definirá, sobre la base de su propio análisis, qué metodologías se aplicarán para el cálculo del ABS de cada empresa basándose en lo indicado en los párrafos anteriores. La SIGET definirá y la empresa distribuidora deberá aplicar la metodología a utilizar para cada segmento del sistema de distribución en función de la información disponible para cada uno de ellos. Se considerará que la información suministrada por la empresa no se encuentra completa cuando la misma no sea suficiente para aplicar la metodología descrita en el Manual de Diseño de Distribución incluida en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

La empresa y la SIGET deberán aplicar en sus respectivos estudios la misma metodología para el cálculo del ABS para cada segmento del sistema de distribución.

En aquellos casos en que SIGET haya decidido la aplicación de la metodología SER se procederá de la siguiente manera:

1. Los SER preliminares, que la SIGET analizará para establecer los Cargos de Distribución de referencia, serán informados a la empresa a los efectos que ésta presente sus observaciones y los antecedentes que la respaldan.

2. Recogidas y analizadas las observaciones presentadas por la empresa, la SIGET determinará los SER sobre los cuales basará el estudio de determinación de los valores de referencia para los Cargos de Distribución, y los informará a la empresa.
3. En el caso que la empresa no suministre la información requerida y/o no emitan los comentarios que la SIGET solicite respecto de los SER preliminares sobre aspectos de los referidos estudios, en los plazos que se establezcan, esta Superintendencia procederá a determinar los valores de referencia de los Cargos de Distribución con los antecedentes disponibles y efectuará los supuestos relativos a la información faltante necesarios para la continuidad de los estudios. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que la SIGET, en uso de sus facultades legales, pueda aplicar a la empresa por no suministrar la información solicitada.

Independientemente de la metodología adoptada para la determinación del ABS, la SIGET verificará por medio de una auditoría las cantidades de instalaciones informadas por la empresa. Como resultado de esta verificación se calculará el Factor de Ajuste de Instalaciones (FAI), el cual resulta del cociente entre las cantidades de instalaciones relevadas por la auditoría y las informadas por la empresa. El FAI se utilizará para ajustar el VNR de las instalaciones eléctricas de la empresa. Cuando la metodología de optimización se base en el análisis de sistemas eléctricos representativos, los sistemas seleccionados deberán formar parte de las instalaciones auditadas. Tanto la metodología de la auditoría como la de ajuste del VNR se indican en el Anexo 3 del presente Acuerdo.

A los efectos del cálculo del ABS de instalaciones construidas con fondos 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 optimizarán de conformidad a la metodología especificada en este Acuerdo.
- ii. Se reconocerán como parte del CTOM, las actividades de operación y mantenimiento requeridas para dichas instalaciones.
- iii. No se reconocerá remuneración sobre el capital correspondiente a dichas instalaciones.

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 optimizarán 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 reconocerá remuneración de capital sólo sobre el porcentaje del VNR correspondiente al aporte realizado por la empresa. Este porcentaje se calculará como el cociente entre el aporte realizado por la empresa distribuidora y el costo total de la instalación.

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, están directamente afectadas al servicio eléctrico. Ellos estarán compuestos por los Activos Generales

(edificios administrativos y otras instalaciones de uso general), Activos Muebles (vehículos, equipos de oficina y otros activos similares) y Activos Intangibles (estudios generales, material de capacitación, material de publicidad y otros gastos similares). El cálculo de los AGD se realizará con base en el concepto de empresa modelo, a través del procedimiento y criterios descritos en el respectivo Manual de Diseño de Distribución incluidos en los anexos 1 y 2, según aplique.

Valorización del Activo Fijo Bruto (AFB). El AFB se define como la suma del ABS y los AGD como se expresa en las siguientes fórmulas:

$$\text{AFBMT} = \text{ABSMT} + \text{AGDMT}$$

$$\text{AFBBT} = \text{ABSBT} + \text{AGDBT}$$

Donde:

$$\text{AFBMT} = \text{AFB de la red de MT}$$

$$\text{AFBBT} = \text{AFB de la red de BT}$$

$$\text{ABSMT} = \text{ABS de la red de MT}$$

$$\text{ABSBT} = \text{ABS de la red de BT}$$

$$\text{AGDMT} = \text{AGD de la red de MT}$$

$$\text{AGDBT} = \text{AGD de la red de BT}$$

Cálculo de la Anualidad del Activo Fijo Bruto (AAF). La AAF de las instalaciones de distribución será calculada mediante la aplicación del Factor de Recuperación del Capital (FRC) al mencionado AFB. La AAF estará dada por las dos siguientes expresiones:

$$\text{AAFMT} = \text{FRCMT} * \text{AFBMT}$$

$$\text{AAFBT} = \text{FRCBT} * \text{AFBBT}$$

donde:

$$\text{AAFMT} = \text{Anualidad del AFB de la red de MT};$$

$$\text{AAFBT} = \text{Anualidad del AFB de la red de BT};$$

$$\text{FRCMT} = \text{FRC para la vida útil media de la red de MT};$$

$$\text{FRCBT} = \text{FRC para la vida útil media de la red de BT};$$

$$\text{AFBMT} = \text{AFB de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de MT}$$

$$\text{AFBBT} = \text{AFB de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de BT}$$

El FRC será calculado considerando la vida útil promedio ponderada del total de los activos incluidos en el Activo Fijo Bruto de conformidad a lo dictaminado por la Ley General de Electricidad. Las vidas útiles que se deberán utilizar, así como también la metodología de cálculo del factor de recupero de capital será la definida en el acuerdo No. 38-E-2000 o el que lo reemplace.

El CCA a considerar para la determinación de los cargos de distribución, será calculado mediante las siguientes expresiones:

$$\text{CCAMT} = \text{AAFMT}$$

$$\text{CCABT} = \text{AAFBT}$$

donde:

CCAMT = CCA de la red de MT;

CCABT = 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), el Costo Indirecto de Administración de las Instalaciones (Cind) y el Valor Esperado de las Compensaciones por Falla (VECF).

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

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

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;

El CAOM, el CCT y el Cind serán calculados según la metodología que se determine para el cálculo del ABS, de conformidad a lo establecido en el Art. 7. El VECF será determinado según lo indicado en el Art. 9 del presente acuerdo.

En aquellos casos que se presenten economías de escala ligadas a la estructura de propiedad de las empresas (empresas distribuidoras ligadas a un mismo grupo empresarial) las mismas deberán ser tenidas en consideración en el desarrollo de la metodología de cálculo y en la definición de los cargos de distribución.

Art. 9.- El VECF representa el costo de la energía no entregada a los consumidores finales de la red. Para su cálculo se considera la probabilidad de salida forzada de los elementos correspondientes a sistemas eficientemente operados y mantenidos.

Al incluirse los VECF en los Cargos de Distribución, los usuarios 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.

El VECF se calculará mediante la siguiente expresión:

$$VECF_{MT} = (EAVBT + EAVMT) * FSFEMT * CENS$$

$$VECF_{BT} = (EAVBT) * FSFEFT * CENS$$

donde:

- VECFMT = VECF de la red de MT (US\$ /año);
VECFBT = VECF de la red de BT (US\$ /año);
EAVMT = Energía anual vendida en MT obtenida del balance de energía definido en el numeral 2.3 inciso b) del anexo I;
EAVBT = Energía anual vendida en BT obtenida del balance de energía definido en el numeral 2.3 inciso b) del anexo I;
CENS = costo económico de la energía no servida (US\$/kWh);
FSFEMT: Factor de salida forzada equivalente de la red de MT;
FSFEBT: 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.

El Manual de Confiabilidad y Calidad de Servicio 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 técnicas 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.

No obstante lo anterior, se define en el presente artículo el valor de las pérdidas medias de energía (VPME).

Para los efectos del cálculo de las pérdidas medias de distribución en energía, la SIGET reconocerá porcentajes máximos de pérdidas obtenidos de los estudios de optimización del sistema de distribución.

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

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

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

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.

¹ Subsistema de MT: Incluye la red de MT mas 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.

Los VPME por banda horaria serán calculados como:

$$\begin{aligned} \text{VPMEMTh} &= (\text{FPEMT}-1) * \text{CEMRSh} \\ \text{VPMEBTh} &= (\text{FPEMT} \times \text{FPEBT}-1) * \text{CEMRSh} \end{aligned}$$

donde:

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:

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

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 2.3 inciso b) del Anexo 1.

El valor de las pérdidas adicionales a las reconocidas en el presente artículo será por cuenta de la empresa. Las pérdidas no técnicas (errores de facturación, hurto, incobrabilidad, etc.) no serán incluidas en la tarifa al consumidor final.

Art.11. 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".

Particularmente, para el caso del Acuerdo No.146-E-2005 de fecha catorce de septiembre de dos mil cinco, tendrá aplicación hasta que entre en vigencia el presente acuerdo, en consecuencia será sustituido por su Anexo 4 denominado "Reglas Especiales para el Cálculo del Cargo por Uso de Red a Distribuidores que lo solicitan por primera vez".

Art. 12. La información solicitada y recogida por la SIGET en el procedimiento que inicie la realización de los estudios, se enmarcará en las normas del presente Acuerdo. La SIGET comunicará a la empresa el plazo máximo para la entrega de la información.

Art.13. El presente Acuerdo entrará en vigencia al día siguiente después de su publicación en el Diario Oficial, y será aplicable para realizar el cálculo del cargo por el uso de las redes de distribución que entrarán en vigencia a partir del uno de enero del 2008 y los años subsiguientes.

Art.14. Forma parte integrante del presente Acuerdo, los siguientes Anexos:

Anexo 1: "Manual de Diseño de Distribución"

Anexo 2: "Manual de Diseño de Distribución para Optimización de la Red a través de Sistemas Eléctricos Representativos"

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".

b) Notifíquese

c) Publíquese.



SIGET

Licenciado Jorge Isidoro Nieto Menéndez
Superintendente

No. 495 LIBRO 30 PAG. 40

SIGET

Superintendencia General de Electricidad
y Telecomunicaciones.

ANEXO 1

ACUERDO No. 328-E-2006
MANUAL DE DISEÑO DE DISTRIBUCIÓN

INDICE

1. OBJETIVO DEL MANUAL.....	2
2. METODOLOGÍA GENERAL.....	2
2.1. Diseño de la empresa modelo.....	2
2.2. ETAPA 1: Cálculo del ABS correspondiente a los subsistemas de MT y BT.....	3
2.3. ETAPA 2: Determinación de las pérdidas de energía y potencia y confección de un balance de potencia y energía.....	7
2.4. ETAPA 3: Cálculo de los costos de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT.....	11
2.5. ETAPA 4: Cálculo del costo indirecto de administración de las instalaciones.....	12
2.5.1. Determinación de los Costos Indirectos.....	12
2.5.2. Calculo del Costo del Capital de Trabajo (CCT).....	16
2.6. ETAPA 5: Cálculo del Costo total de Operación y Mantenimiento.....	17
3. REQUERIMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	17
3.1. Información de base.....	17
3.1.1. Demanda.....	18
3.1.2. Costos.....	18
3.1.3. Instalaciones físicas.....	18
3.1.4. Calidad de Servicio.....	19
3.2. Formato de presentación de los resultados del estudio.....	25

MANUAL DE DISEÑO DE DISTRIBUCION

1. OBJETIVO DEL MANUAL

Definir la metodología que deberá ser empleada para el diseño y costeo de una empresa de distribución eficiente (empresa modelo), que sea capaz de brindar el servicio de distribución eléctrica en El Salvador a costos eficientes y brindando los niveles de calidad definidos en la regulación.

2. METODOLOGÍA GENERAL

La Ley General de Electricidad establece que para el cálculo del cargo de distribución se deben considerar inversiones y costos eficientes.

La metodología para definir la empresa modelo debe consistir entonces, en dimensionar instalaciones y costos sobre la base de políticas empresariales de inversiones y de gestión eficientes. Se debe entender como criterio de eficiencia para estas políticas la elección de aquellas alternativas de mínimo costo que permitan satisfacer la demanda con un nivel de calidad concordante con la normatividad vigente.

2.1. DISEÑO DE LA EMPRESA MODELO

Para el diseño de la empresa modelo se deberá contemplar el desarrollo de las siguientes actividades:

- **ETAPA 1:** Cálculo del ABS correspondiente a los subsistemas de MT y BT
 - Caracterización de las instalaciones
 - Proceso de optimización técnica económica de las instalaciones
 - Inversiones del sistema de distribución MT
 - Inversiones del sistema de distribución BT
 - Evaluación de calidad de servicio resultante
 - Cómputo de los factores de ajuste de instalaciones
- **ETAPA 2:** Determinación de las pérdidas de energía y potencia y confección de un balance de potencia y energía
- **ETAPA 3:** Cálculo de los costos de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento MT
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento BT
- **ETAPA 4:** Cálculo del costo indirecto de administración de las instalaciones

- Determinación de los costos indirectos
- Dimensionamiento y costeo de cada uno de los Procesos Básicos de Gestión
- Determinación del esquema Remuneratorio de los Recursos Humanos involucrados
- Determinación del costo anual de los activos generales de distribución
- Deducción de ingresos no regulados
- Deducción de costos asociados con la actividad de atención al cliente
- Cálculo del costo del capital de trabajo
- **ETAPA 5: Cálculo del Costo total de Operación y Mantenimiento**
 - Cálculo del valor esperado de compensación por falla y cálculo del valor de las pérdidas medias de energía
 - Asignación de los costos Indirectos
 - Cálculo de los cargos de distribución

2.2. ETAPA 1: CÁLCULO DEL ABS CORRESPONDIENTE A LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

El cálculo de ABS consistirá en el análisis completo de las instalaciones eléctricas reales de la empresa. No obstante, 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 optimización "parcial".

El proceso de optimización se dice "parcial" porque no todos los parámetros y características de los activos serán sometidos a un proceso de optimización. No formará parte del proceso de optimización 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 la siguiente hipótesis:

El diseño de la traza de la red es realizado bajo criterios de eficiencia y racionalidad económica.

No obstante, y como se mencionó anteriormente, dichas instalaciones deben ser sometidas a un proceso de optimización, en virtud de lo establecido por la Ley General de Electricidad respecto de que los activos se deben corresponder con una *red de distribución eficiente dimensionada al mercado*. Sobre esta base, resulta necesario adaptar el resto de las características de dichas instalaciones (p.e.: tipo de red, sección de conductor, cantidad y tipo de equipos de protección y maniobra, etc.) para que estas permitan prestar el servicio de distribución con niveles adecuados de calidad y al mínimo costo.

La información requerida para el desarrollo de la metodología propuesta será:

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 del sistema, tipo y sección de conductor, cantidad de fases, tipo de postación, tipo de instalación (aérea/subterránea, urbana/rural) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
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 postación, tipo de instalación (aérea/subterránea) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
 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.) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
 4. Información relativa a la demanda tanto de baja como de media tensión, especificando como mínimo lo siguiente: las coordenadas georeferenciadas del punto de conexión, identificación del cliente, de acuerdo al código de la base de datos comercial, categoría tarifaria, nivel de tensión de suministro, identificación de la vinculación eléctrica al módulo de transformación MT/BT, alimentador de MT y subestación AT/MT y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.

El resto de las instalaciones necesarias para la prestación del servicio con la calidad requerida (equipos de protección y maniobra, capacitores, etc.), así como también las características de las instalaciones consideradas como información de base (sección de conductor, tipo de poste, vano, potencia nominal, etc.), serán resultado del proceso de optimización descrito más adelante.

a) Caracterización de las instalaciones

Las instalaciones eléctricas serán caracterizadas de acuerdo al tipo de área de servicio en la cual se encuentran instaladas. Tomando en consideración el tipo de instalaciones definidas en el manual de costos unitarios de instalaciones, se reconocerán dos tipos de instalaciones: urbanas y rurales.

La caracterización de cada instalación deberá realizarse consecuentemente con la metodología de clasificación de las áreas de servicio contenida en la Norma de Calidad.

b) Proceso de optimización técnico económica de las instalaciones

- b.1) Estimación de las demandas por alimentador y por subestación de distribución (scd)

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

En consecuencia 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:

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

- PUSU:** Potencia coincidente del usuario i del nivel de tensión j con la máxima demanda en media tensión.
- EUSU:** Energía anual registrada para el usuario i del nivel de tensión j.
- t:** Categoría tarifaria correspondiente al usuario i.
- f_{com-MT}^t : Factor de coincidencia de la categoría tarifaria t con la máxima demanda en media tensión.
- 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 AT/MT deberá utilizarse para calcular la máxima demanda anual de dichas instalaciones.

b.2) Optimización técnico económica del sistema eléctrico

El proceso de optimización debe considerar información relativa a: límites de carga, costo unitario de las instalaciones, precio de la energía del año base, límites de calidad establecidos por la normativa de calidad técnica y comercial, capacidades de reserva y tasa y duración de falla.

Se deberán realizar estudios de flujos de carga, 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 la red óptima para cada tipo de zona, considerando, las pérdidas de energía (y su costo) y el costo unitario de las instalaciones.

Para el análisis de confiabilidad se emplearán los valores de tasa y duración de falla informados en el "Manual de Confiabilidad y Calidad de Servicio" (MCC).

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

b.2.1) Cantidad y sección de los circuitos

Se seleccionará para cada tramo del circuito objeto, el conductor más adecuado para el transporte económico de la energía eléctrica. El conductor económico seleccionado es aquel que minimiza el costo total de materiales e instalación más las pérdidas de energía durante su vida útil, actualizadas a valor presente.

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

Considerando que los equipos y 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 optimización, 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.

b.2.2) Potencia de Transformación MT/BT

Para cada módulo de transformación se seleccionará la potencia de transformación económica (esta selección deberá realizarse sobre la base de potencias nominales disponibles en el mercado). Se define potencia económica a aquella que minimiza el costo total de materiales e instalación más las pérdidas de energía durante su vida útil, actualizadas a valor presente.

Considerando que los equipos y 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 optimización el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario.

b.2.3) Evaluación de calidad de servicio resultante.

Durante el proceso de construcción de la empresa modelo se deberá incorporar en su 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 por 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 y Calidad de Servicio;
3. Cálculo de los indicadores de calidad definidos en el acuerdo 192-E-2004 (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 convenientes técnica y económicamente (reconectores, seccionadores, desconectores, subestaciones de distribución, alimentadores, etc.);
5. El punto de inicio para la optimización 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 de la empresa modelo, 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.

No. 495 LIBRO 30 PAG. 46

b.3) Costeo de las instalaciones

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

b.4) 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 verificación en campo de las instalaciones reales.

La verificación de la cantidad de instalaciones informadas por las empresas distribuidoras será llevada a cabo por la SIGET a partir de la realización de una auditoría de activos, diseñada sobre la base de un muestreo aleatorio estratificado de las mismas, tal como se establece en el Anexo 3.

2.3. ETAPA 2: DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA Y CONFECCIÓN DE UN BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

a) Determinación de las pérdidas de energía y potencia

Es necesario definir los niveles de pérdidas técnicas de potencia y energía de la empresa. Los niveles de pérdidas a considerar en esta etapa del estudio son los obtenidos a partir del proceso de optimización del sistema de distribución.

Los niveles de pérdidas técnicas 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:

$$PP_n = \frac{\sum PP_{n_i} * P_{n-i}}{\sum P_{n-i}}$$

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_{n-i} = Pérdida de potencia de la instalación i del nivel de tensión n

P_{n-i} Potencia asociada a la instalación i del nivel de tensión n

Las pérdidas de potencia correspondientes a acometidas y medidores podrán calcularse 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.

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.

b) Confección del balance de potencia y energía

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

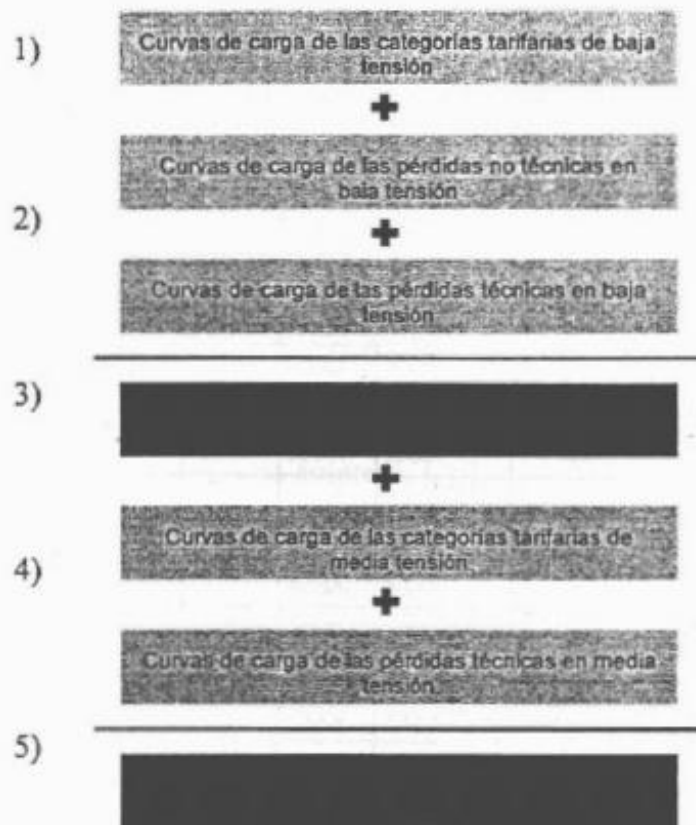
Este balance de potencia deberá ser validado frente a condiciones reales de operación del sistema de distribución de la empresa. Para realizar esta validación se verificará lo siguiente:

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 agregada 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:

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

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 .

$K_{perdidas_punto,n}$ = 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	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 1	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 2	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 3	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 4	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
.....
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
MEDIA TENSIÓN	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 1	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 2	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 3	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 4	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
.....
BAJA TENSIÓN	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX

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 eficientes. Este balance de potencia deberá presentarse en el mismo formato indicado para el balance de potencia real.

Posteriormente, se deberá confeccionar un balance de energía considerando las ventas totales de energía reales en el año base y los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas de energía reales. Las pérdidas técnicas de energía se calcularán multiplicando el valor de pérdidas de potencia, obtenidas en el balance de potencia real, por el número de horas del período en análisis y el factor de pérdidas correspondiente. Las pérdidas no técnicas de energía se calcularán multiplicando el valor de pérdidas de potencia real, obtenidas en el balance de potencia, por el número de horas del período en análisis y el factor de carga correspondiente.

En la tabla que se presenta en la sección 3.2 literal b) se detalla el formato en que el balance de energía debe ser presentado.

2.4. ETAPA 3: CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

Se interpretan como actividades de Operación y Mantenimiento (O&M), aquellas en las que incurre la empresa modelo al realizar el mantenimiento correctivo y preventivo 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 (también denominados costos directos de operación y mantenimiento).

Las actividades de O&M consideradas deberán tener como marco de referencia los estándares de ingeniería, el tipo de instalación y las características físicas de la zona donde se encuentran instaladas.

Las erogaciones que constituyen los costos de O&M, surgen de valorar a precios de mercado todas las tareas en las que debe incurrir una empresa. Los costos indirectos correspondientes a las actividades dirección, control y estrategia empresarial no constituyen un componente que deba ser incluido como parte de los costos directos de O&M, debido a que los mismos se calcularán por aparte de acuerdo a la metodología definida en la Etapa 4.

Los Costos de Operación y Mantenimiento deben ser calculados a partir de un análisis de los procesos involucrados de acuerdo a la siguiente secuencia:

- Se reconocen inicialmente los procesos constitutivos de las tareas propias de O&M.
- Se dividen las instalaciones por tipo: red de baja tensión aérea y subterránea, centros de transformación MT-BT aéreos y subterráneos, red de media tensión aérea y subterránea, subestaciones MT-MT y aparatos de maniobra y compensación y toda otra división que resulte conveniente con el objetivo de diferenciar los costos en los que la empresa debe incurrir.
- Se detallan las tareas a desarrollar para cada división, atendiendo a las tareas de operación, reparación, revisión y adecuación de cada uno de los componentes de la división; asignándose frecuencia de ejecución para cada una.
- Una vez cuantificadas las tareas por el agregado de sus procesos, se valorizan en función de los costos de materiales, personal y transporte, asignados eficientemente y a precios de mercado. Particularmente para cada una de las tareas se asignarán cuadrillas eficientes, tanto en número de integrantes, como el nivel de preparación de los mismos, medio de transporte necesario, herramientas, tiempo estimado de duración de las tareas y un tiempo razonable de improductivos, obteniendo así los costos de personal y transporte.
- Finalmente se agregan dichos montos, indicando su incidencia por división y determinando la dotación de personal necesaria.

Los costos unitarios de materiales, personal y transporte serán acordes a la situación particular del mercado salvadoreño.

2.5. ETAPA 4: CÁLCULO DEL COSTO INDIRECTO DE ADMINISTRACIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.5.1. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS

Se analizará la empresa y se determinarán los Costos Indirectos eficientes (administración y finanzas, planificación e ingeniería, etc.) y los Activos Generales de Distribución (edificios administrativos, equipos de oficina, etc) que requiera la empresa para el desarrollo de sus actividades. Para ello se realizará un estudio de optimización de recursos y costos. Adicionalmente, las empresas que posean escala similar se compararán entre sí, como una forma expeditiva de detectar ineficiencias en la asignación de recursos.

Los costos indirectos eficientes se estimarán mediante un enfoque de análisis de procesos, relevando todas las actividades en que la empresa debe incurrir para poder desarrollar el servicio.

Se identifican las siguientes sub-etapas de cálculo de los costos indirectos:

- a) Definición de Procesos Básicos de Gestión
- b) Dimensionamiento y costeo de cada uno de los Procesos Básicos de Gestión
- c) Determinación del esquema remuneratorio de los recursos humanos involucrados
- d) Determinación del costo anual de los activos generales de distribución
- e) Deducción de ingresos no regulados
- f) Deducción de costos asociados con la actividad de atención al cliente

Seguidamente se desarrolla cada una de estas sub-etapas:

- a) Definición de Procesos Básicos de Gestión

Se definen tres procesos básicos:

Administración y Finanzas: incluye las tareas de 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. Planificación e Ingeniería: incluye las tareas de supervisión técnica de inversiones y proyectos, control y planificación de calidad técnica, estrategias de abastecimiento, coordinación de tareas de O&M, ingeniería de desarrollo, etc. Dirección, Estrategia y Control: incluye los costos de la dirección, gerencia general, auditoría externa e interna, asesoría legal, relaciones institucionales, etc.

Cada uno de estos procesos básicos se dimensionará en base a los recursos necesarios, valorizándolos a precios de mercado local y considerando las condiciones particulares pertinentes, por ejemplo: nivel local de las remuneraciones, costos de determinados servicios empresariales, etc.

- b) Dimensionamiento y costeo de cada uno de los Procesos Básicos de Gestión
 - b.1) Dimensionamiento y Costeo del Proceso de Administración y Finanzas

Se considerará que estos procesos se ejecutan en una única unidad, correspondiente a la sede central de la empresa.

Recursos Humanos: La estructura óptima de recursos humanos resultará de definir el personal de una organización eficiente. Los valores obtenidos se compararán con los de otras empresas operando eficientemente a través de indicadores de productividad, tales como empleados/cliente, etc.

Servicios Contratados: Los servicios específicos que se contraten a terceros se valorizarán a precios de mercado. Algunos servicios que actualmente realiza la empresa podrán contemplarse para su tercerización, contrastando su costo actual con el que se obtendría como producto de la tercerización.

Bienes de Uso: incluyen instalaciones y equipamientos de oficina, software, automotores, infraestructura edilicia, etc. Se considerarán las inversiones en bienes de uso que resultan necesarias para poder ejecutar las tareas, identificando dentro de las subcuentas del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC), aquellos bienes de uso asociados a los procesos de administración y finanzas.

Servicios Generales: incluyen telefonía y comunicaciones, correo, fletes, seguridad, aguas, limpieza de las instalaciones, mantenimiento y reparación de las instalaciones y vehículos, etc. Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

Otros Egresos: tales como bienes de consumo varios, útiles, papelería, fotocopias, representación, viáticos y movilidad, combustibles y lubricantes, etc. Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

b.2) Dimensionamiento y Costeo del Proceso de Planificación e Ingeniería¹

Se considerará que estos procesos se ejecutan en una única unidad.

Recursos Humanos: La estructura óptima de recursos humanos resultará de definir el personal de una organización eficiente. Los valores obtenidos se compararán con los de otras empresas internacionales operando eficientemente a través de indicadores de productividad, tales como agentes/cliente, etc.

Servicios Contratados: Los servicios específicos que se contraten a terceros se valorizarán a precios de mercado. Algunos servicios que actualmente realiza la empresa podrán contemplarse para su tercerización, contrastando su costo actual vs: el que se obtendría como producto de la tercerización. Ejemplos de servicios contratados suelen ser: consultoría de apoyo en temas de ingeniería y planificación técnica, servicio de control de calidad técnica, inversiones y proyectos, etc.

¹ Muchos de estos costos forman parte de los costos indirectos considerados en el cálculo del VNR del ABS de las empresas distribuidoras (p.e. gastos de ingeniería), en cuyo caso los mismos deberán identificarse y excluirse de los costos considerados en este proceso.

Bienes de Uso: incluyen instalaciones y equipamientos de oficina, software, automotores, infraestructura edilicia; etc. Se considerarán las inversiones en bienes de uso que resultan necesarias para poder ejecutar las tareas, identificando dentro de las subcuentas del SUC aquellos bienes de uso asociados a los procesos de planificación e ingeniería.

Servicios Generales: incluyen telefonía y comunicaciones, correo, fletes, seguridad, aguas, limpieza de las instalaciones, mantenimiento y reparación de las instalaciones y vehículos,

Algunos servicios que actualmente realiza la empresa podrán contemplarse para su tercerización, contrastando su costo actual con el que se obtendría como producto de la tercerización.

Otros Egresos: tales como bienes de consumo varios, útiles, papelería, fotocopias, representación, viáticos y movilidad, combustibles y lubricantes, etc. Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

b.3) **Dimensionamiento y Costeo del Proceso de Dirección, Estrategia y Control**

Se considerará que estos procesos se ejecutan en una única unidad.

Recursos Humanos: La estructura óptima de recursos humanos resultará de definir el personal de una organización eficiente. Los valores obtenidos se compararán con los de otras empresas internacionales operando eficientemente a través de indicadores de productividad, tales como empleados/cliente, etc.

Servicios Contratados: Los servicios específicos que se contraten a terceros se valorizarán a precios de mercado. Algunos servicios que actualmente realiza la empresa podrán contemplarse para su tercerización, contrastando su costo actual vs. el que se obtendría como producto de la tercerización. Ejemplos de servicios contratados suelen ser: servicios de asesoría legal, auditoría externa y consultoría de negocios.

Bienes de Uso: incluyen instalaciones y equipamientos de oficina, software, automotores, infraestructura edilicia, etc. Se considerarán las inversiones en bienes de uso que resultan necesarias para poder ejecutar las tareas, identificando dentro de las subcuentas del SUC aquellos bienes de uso asociados a los procesos de dirección, estrategia y control.

Servicios Generales: incluyen telefonía y comunicaciones, correo, fletes, seguridad, aguas, limpieza de las instalaciones, mantenimiento y reparación de las instalaciones y vehículos, etc. Gastos de publicidad, excepto aquellos que no representen un servicio al cliente relativo a la actividad principal desarrollada por la empresa modelo (p.e. no podrán considerarse aquellos relativos a imagen institucional, publicidad de otras empresas, etc.). Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

Otros Egresos: tales como bienes de consumo varios, útiles, papelería, fotocopias, representación, viáticos y movilidad, combustibles y lubricantes, etc. Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

c) **Determinación del esquema Remuneratorio de los Recursos Humanos involucrados**

Se definirán categorías para los recursos humanos, basadas en la capacidad, experiencia y nivel remunerativo. Deberán resultar suficientes para que engloben las características de los recursos humanos necesarios y deberán basarse en un pormenorizado análisis de factores discriminantes partiendo de la base de datos de recursos humanos de las empresas de cada grupo de empresas de escala similar (GES).

La empresa proveerá información acerca de políticas laborales y categorías salariales actuales, niveles de formación educativa, años de servicio y cualquier otro factor que permita caracterizar el conjunto de recursos humanos necesarios para llevar a cabo los procesos.

Esta información constituirá la base para la optimización de recursos que deriven en el cálculo de los costos eficientes de gestión para cada GES.

Se discriminarán categorías salariales como consecuencia de definir niveles de educación y años de experiencia, minimizando la varianza de las remuneraciones actuales dentro de cada categoría resultante y al mismo tiempo, garantizando que cada categoría definida tenga un peso relativo importante dentro del universo analizado.

Deberá considerarse un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, identificando para cada estamento de personal el mercado relevante y el costo promedio empresa de mercado, es decir que incluye todas las erogaciones que genera cada empleado, tanto las emanadas de leyes laborales y prácticas propias de cada empresa encuestada.

Sobre la información proporcionada por dicho estudio se valorizarán los recursos necesarios para el dimensionamiento de la estructura eficiente.

d) Determinación del costo anual de los activos generales de distribución.

Para calcular el costo anual de los activos generales de distribución necesarios para la prestación eficiente de las tareas relativas a la distribución de energía eléctrica se considerará aquella alternativa que represente menor costo entre:

1. la anualidad del VNR de los activos calculada según la metodología definida en el acuerdo 38-E-2000.
2. el alquiler de los activos (p.e. edificios, vehículos, etc.)

Cuando no sea posible considerar alguna de las metodologías mencionadas, ya sea porque no existe mercado líquido o porque no resulte conveniente para la empresa, y en consecuencia no resulte posible realizar tal comparación, la empresa deberá explicar detalladamente los motivos que la llevaron a descartar alguna de ellas.

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 que compartan instalaciones y/o recursos de la empresa regulada (p.e. alquiler de postes de las redes), los ingresos reales 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 el 50% de los ingresos recibidos por las actividades identificadas como no reguladas para el año base del estudio.

f) Deducción de costos asociados con la actividad de atención al cliente.

Con el objetivo de dar cumplimiento a lo establecido por la Ley General de Electricidad y su reglamento, las tareas de atención al cliente vinculadas a la actividad de comercialización serán consideradas en su diseño empresarial como desarrolladas por una empresa autosuficiente capaz de gestionarse eficientemente en todos los aspectos relativos a su organización (dirección, administración, finanzas y sistemas, etc.).

No obstante, SIGET tomará en consideración que las empresas distribuidoras ejercen además la actividad de atención al cliente/comercialización y que en consecuencia, cuentan con costos asociados. Los costos asociados con la actividad de atención al cliente/comercialización, serán analizados y cuantificados por SIGET sobre la base del análisis de la información contable suministrada por la empresa y definirá un factor de ajuste de los costos indirectos con el objetivo de que estos reflejen el nivel de costos asociados.

2.5.2. CALCULO DEL COSTO DEL CAPITAL DE TRABAJO (CCT)

El CCT corresponde al costo financiero necesario para cubrir el desfase de facturación y recaudación respecto de los gastos operativos del primer año de operación de la Empresa. Los gastos operativos serán los correspondientes a los costos eficientes 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.

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 remuneraciones, servicios de terceros y otros gastos.
- Para ello se estimará el flujo de ingresos y egresos desde el primer día de periodo tarifario (considerando como si se iniciasen las operaciones en ese momento) hasta el 31 de diciembre de dicho año.
- Durante ese periodo, 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.

No. 495 LIBRO 30 PAG. 56

2.6. ETAPA 5: CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

a) *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 Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución.

b) *Asignación de los costos Indirectos*

Obtenidos cada uno de los costos directos de las tareas asignables a la actividad de distribución, y por otro lado también obtenidos los costos indirectos de Administración correspondientes a la Estructura Central de la Empresa, estos se deben asignar a todas las actividades de distribución a fin de obtener los valores totales por nivel de tensión.

Los costos indirectos se asignarán a las actividades de distribución considerando los costos directos propios y de supervisión, de manera proporcional; es decir que, serán asignados de acuerdo a la participación de los costos de cada actividad en el costo total de las actividades de distribución.

De esta manera, sumados los costos directos de cada tarea con los costos indirectos que resulten de la asignación antes descrita, se obtienen los costos totales de operación y mantenimiento.

c) *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 por el Uso de las Redes de Distribución.

3. REQUERIMIENTO DE LA INFORMACIÓN

3.1. 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 en medio digitalizado (dos copias en medio no regravable), en la forma y oportunidad que la SIGET defina. 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.

3.1.1. DEMANDA

- Demanda máxima registrada en los alimentadores de MT y las subestaciones MT/BT;
- 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, detalladas por categorías tarifarias y usuarios (regulados y no regulados)²;
- Potencia contratada por sector de consumo (caso medianas y grandes demandas y comercializadores)

La información solicitada deberá ser de conformidad a los formatos establecidos en los cuadros No. 1 al No.3, del presente manual.

3.1.2. COSTOS

- Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de MT y BT (separadamente);
- Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados;
- Ingresos por otros servicios;
- Costos asociados a las actividades vinculadas a la prestación de otros servicios;
- 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;
- Organigrama, manual de organización y funciones y cuadro de asignación de personal;
- Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;

La información solicitada deberá ser de conformidad a los formatos establecidos en los cuadros No. 4 al No. 7, del presente manual.

3.1.3. INSTALACIONES FÍSICAS

Tiendo en cuenta el volumen de la información requerida en esta sección, el distribuidor deberá organizarla en bases de datos, con los campos que se requieren a continuación:

No. 495 LIBRO 30 PAG. 58

² 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.

- Líneas: longitud, nivel de tensión y tipo (aéreas y subterráneas, tipo de postación, secciones utilizadas, etc), información georeferenciada, vinculación de subestaciones de transformación (SSTT).
- Subestaciones: cantidad, capacidad instalada, tipo (aéreas, subterráneas), niveles de tensión, estructura topológica (configuración de barras y equipamiento asociado), información georeferenciada.
- Transformadores MT/BT, cantidad y potencia nominal, tipo (aéreos, subterráneos), nivel de tensión primaria, factor de utilización estimado (máxima demanda/potencia instalada), información georeferenciada, vinculación línea/alimentador MT.
- Aparatos de maniobra, compensación y regulación de tensión.
- Diagramas unifilares hasta el nivel de MT.
- Unidades constructivas básicas adoptadas por las empresas distribuidoras.

3.1.4. 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 del desempeño.

El formato de presentación de esta información deberá corresponder a lo establecido en las metodologías para el control de la calidad vigente en el período que se realice los estudios de revisión tarifaria.

Formatos de presentación de la información

Demanda

Cuadro No. 1. Mercado del año base por cliente

ID Cliente	Tarifa	Banda de Consumo	Actividad	Mes	Año	Energía Total	Energía punta	Energía resto	Energía valle	Potencia registrada	Potencia Contratada	SED	Alimentador MT	Coord. X	Coord. Y
						kWh	kWh	kWh	kWh	kW	kW				

Banda de consumo: aplica solamente a los consumos residenciales y se refiere R1 o R2 según corresponda

Actividad: aplica solamente a pequeña demanda general y a la mediana y gran demanda. Se refiere a la actividad económica desarrollada por el cliente (industria, comercio, riego, comercio, etc.)

No. 495 LIBRO 30 PAG. 60

Cuadro No. 2. Mercado del año base por categoría tarifaria

Categoría tarifaria	Cientes	Energía	Potencia Contratada	Ingresos
	Cantidad Promedio-año	[kWh-año]	[kW-año]	[US\$-año]
PD-Residencial-R1				
PD-Residencial-R2				
PD-General				
PD-Alumbrado público				
MD-BT				
MD-MT				
GD-BT				
GD-MT				

PD: pequeña demanda; MD: mediana demanda; GD: gran demanda

Cuadro No. 3. Pérdidas Reales de Energía y Potencia

Nivel de Tensión	Tipo de Pérdida	Energía (*)	Potencia (*)
		[%]	[%]
BT	Técnica		
	No Técnica		
MT	Técnica		
	No Técnica		

(*) Referidas al ingreso en cada nivel de tensión

No. 495 LIBRO 30 PAG. 61

Costos

Cuadro No. 4. Costos de Explotación

Detalle de Costos	Servicios de Terceros		Personal Propio		Materiales	Movilidad	Materiales de Oficina	Alquiler de oficinas	Limpieza	Vigilancia	Asesoría Externa	Consultoría en sistemas	Capacitación	Otros
	[US\$/año]	Número de Personas	[US\$/año]	Número de Personas	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]
Costos Directos (*)														
Manto. de EETT														
Manto. de la red de MT														
Manto. de sub estaciones de distribución														
Manto. de la red de BT														
Ejecución de trabajos con tensión														
Op. de EETT														
Op. de la red de MT														
Lectura de Medidores														
.....														
Costos Indirectos (*)														
Gerencia General														
Administración y Finanzas														
Planificación Técnica e Ingeniería														
Dirección Estratégica y Control														
.....														

(*) Se debe presentar la mayor desagregación posible

No. 2195 LIBRO 30 PAG. 62

Cuadro No. 5. Ingresos

Actividad	Ingresos
	[US\$/año]
Distribución Media Tensión	
Distribución Baja Tensión	
Conexión a la red de distribución	
Corte y reconexión	
Apoyo en postes	
Otros Servicios	
Negocios Financieros	
Otros	

Cuadro No. 6. Asignación de Costos

Actividad	Costo Directo		Supervisión directa		Costos Indirectos	
	%	[US\$/año]	%	[US\$/año]	%	[US\$/año]
Distribución Media Tensión						
Distribución Baja Tensión						
Conexión a la red de distribución						
Corte y reconexión						
Apoyo en postes						
Otros Servicios						
Negocios Financieros						
Otros						
TOTAL						

No. 495 LIBRO 30 PAG. 63

Cuadro No. 7. Estructura Salarial

Estructura Salarial (*)			Empleados	Beneficio Empleado [US\$/año]	Aportes patronales [US\$/año]	Costo Empresa promedio [US\$/empleado-año]	Características y calificaciones del puesto
Nivel	Categoría	Tipo					

(*) Incluir el mayor detalle posible

No. 495 LIBRO 30 PAG. 64

3.2. FORMATO DE PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL ESTUDIO

a) ETAPA 1

Componente	Cantidades Físicas		VNR	AVNR
	Unidad	Valor	[USD]	[USD]
Media Tensión				
Red Aérea Urbana	km			
Red Subterránea	km			
Red Aérea Rural	km			
Equipos de Protección y Seccionamiento	Cant			
Capacitores y Reguladores	Cant			
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Aérea Monoposte	Cant			
Aérea Biposte	Cant			
Convencional	Cant			
Compacta Pedestal	Cant			
Otras Subestaciones	Cant			
Baja Tensión				
Red Aérea Urbana	km			
Red Aérea Rural	km			
Activos Generales de Distribución				

Nombre/Identificador del alimentador de MT	Código	Tipo	Cantidad	Costo [USD]
XXXXX				
XXXXX				
XXXXX				

Código: Código del componente de red (tipo de red, equipo de protección y maniobra, etc.) definido por SIGET

Tipo: Red Aérea Urbana, Red Subterránea, Red Aérea Rural, Equipos de Protección y Seccionamiento y Capacitores y Reguladores

Nombre/Identificador de SED	Nombre del Alimentador de MT	Código SED	Tipo SED	Costo SED [USD]	Código Red BT	Tipo de Red de BT	Costo Red de BT [USD]
XXXXX							
XXXXX							
XXXXX							

Nombre del Alimentador de MT: Nombre del alimentador de MT al que se encuentra conectada la SED

Código SED: Código de componente definido por SIGET

Tipo de SED: Aérea Monoposte, Aérea Biposte, Convencional, Compacta Pedestal y Otras Subestaciones

Código Red de BT: Código de componente definido por SIGET

Tipo de Red de BT: Red Aérea Urbana, Red Aérea Rural

b) ETAPA 2

No. 495 LIBRO 30 PAG. 65

Pérdidas [%]	MT	MT/BT	BT			Total
			Red	Acometidas y medidores	Total	
Pérdidas de Potencia ⁽¹⁾						
Pérdidas de Energía ⁽¹⁾						
Pérdidas no técnicas de energía ⁽²⁾						

⁽¹⁾ Expresadas de acuerdo a la energía/potencia ingresada al nivel

⁽²⁾ Expresadas de acuerdo a las ventas del nivel correspondiente

SIGET
SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

Balance de Potencia [kW]

TARIFA / NIVEL DE TENSION	0	1	2	21	22	23
BAJA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 1	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 2	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 3	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 4	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
.....
N/A	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
MEDIA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 1	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 2	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 3	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 4	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
.....
BAJA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX

Balance de Energia

TARIFA / NIVEL DE TENSION	ENERGIA [kWh-año]
BAJA TENSION	
Categoria Tarifaria 1	
Categoria Tarifaria 2	
Categoria Tarifaria 3	
Categoria Tarifaria 4	
.....	
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
PÉRDIDAS TÉCNICAS	
MEDIA TENSION	
Categoria Tarifaria 1	
Categoria Tarifaria 2	
Categoria Tarifaria 3	
Categoria Tarifaria 4	
.....	
BAJA TENSION	
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	-
PÉRDIDAS TÉCNICAS	

c) *Etapa 3*

Costos de O&M Directos	BT		Subestaciones MT/BT		MT		TOTAL
	Cantidad	Costo [USD-año]	Cantidad	Costo [USD-año]	Cantidad	Costo [USD-año]	Costo [USD-año]
Mano de Obra directa							
Linero							
Molnista							
Ayudante							
.....							
Supervisión directa							
Gerente de Regional							
Supervisor							
.....							
Materiales							
Transporte							
Automovil							
Camioneta							
Grúa 10 Tn							
.....							
TOTAL							

No. 495 LIBRO 30 PAG. 66

d) *Etapa 4*

	Cantidad	Costo [USD-año]
Administración y Finanzas		
Mano de Obra		
Gerente		
Jefe de Área		
Profesionales		
Administrativos		
.....		
Servicios Contratados		
Bienes de Uso		
Software		
Equipamiento de oficina		
Vehículos		
.....		
Servicios Generales		
Telefonía y comunicaciones		
Correo		
Seguridad		
.....		
Otros Egresos		
Dirección estratégica y control		
Mano de Obra		
Gerente		
Jefe de Área		
Profesionales		
Administrativos		
.....		
Servicios Contratados		
Bienes de Uso		
Software		
Equipamiento de oficina		
Vehículos		
.....		
Servicios Generales		
Telefonía y comunicaciones		
Correo		
Seguridad		
.....		
Otros Egresos		
Planificación e Ingeniería		
Mano de Obra		
Gerente		
Jefe de Área		
Profesionales		
Administrativos		
.....		
Servicios Contratados		
Bienes de Uso		
Software		
Equipamiento de oficina		
Vehículos		
.....		
Servicios Generales		
Telefonía y comunicaciones		
Correo		
Seguridad		
.....		
Otros Egresos		

Resumen		Costo [USD-año]
	Detalle	
(1)	Administración y Finanzas	
(2)	Dirección estratégica y control	
(3)	Planificación e Ingeniería	
(4)	CAREM	
(5)	Costo del Capital de trabajo	
(6)	Ingresos no regulados	
	Alquiler de postes	
	Publicidad	
	

(1)+(2)+(3)+(4)+(5)-0.5*(6) Total

No. 495 LIBRO 30 PAG. 67

e) *Etapa 5*

	BT [USD-año]	MT [USD-año]
Costos Indirectos		
Costos Directos		
AVNR		
AAGD		
TOTAL	(A)	(B)

	Potencia [kW]
CTTBT	(C)
BT	
Categoría tarifaria 1	
Categoría tarifaria 2	
Categoría tarifaria 3	
Categoría tarifaria 4	
Categoría tarifaria 5	

	Potencia [kW]
CTTMT	(D)
MT	
Categoría tarifaria 1	
Categoría tarifaria 2	
Categoría tarifaria 3	
Categoría tarifaria 4	
Categoría tarifaria 5	

		USD-año/kW
CDistrBT	(A)/(C)	
CDistrMT	(B)/((D)+(C))	

No. 495 LIBRO 30 PAG. 68

SIGET

Superintendencia General de Electricidad
y Telecomunicaciones.

ANEXO 2
ACUERDO No. 328-E-2006

**MANUAL DE DISEÑO DE DISTRIBUCION PARA
OPTIMIZACION DE LA RED A TRAVES DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS REPRESENTATIVOS.**

No. 495 LIBRO 30 PAG. 69

INDICE

1. OBJETIVO DEL MANUAL.....	2
2. METODOLOGIA GENERAL.....	2
3. ESTIMACIÓN DEL ACTIVO BRUTO DE SERVICIO Y DE LOS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCION DE MEDIA Y BAJA TENSION.....	3
3.1 Indicadores para la caracterización de los SER.....	3
3.2 Identificación de los SER.....	4
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA SER.....	5
5. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN ADICIONAL.....	12
5.1. <i>Información General (Político-Administrativa, empresaria y Demográfica)</i>	12
5.2. <i>Demanda</i>	13
5.3. <i>Instalaciones Físicas</i>	13
5.4. <i>Condiciones Particulares</i>	14

No. 495 LIBRO 30 PAG. 70

MANUAL DE DISEÑO DE DISTRIBUCION PARA OPTIMIZACION DE LA RED A TRAVES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS REPRESENTATIVOS.

1. OBJETIVO DEL MANUAL

El objetivo de este manual es definir el procedimiento de cálculo basado en Sistemas Eléctricos Representativos (SER) que debe utilizarse para aquellos segmentos del sistema de distribución en que no sea posible aplicar la metodología definida en el Anexo 1, tal como se establece en el artículo 6 de las "Normas para la determinación de los cargos por uso de red del sistema de distribución".

2. METODOLOGIA GENERAL

Las disposiciones establecidas en este manual deben ser utilizadas como metodología alternativa para el cálculo del Activo Bruto de Servicio (ETAPA 1), el cálculo de las pérdidas de potencia (ETAPA 2) y los costos directos de operación y mantenimiento (ETAPA 3) en aquellos casos que no sea posible aplicar la metodología definida en el Anexo 1.

Lo dispuesto en este manual se basa en la aplicación de la metodología de los Sistemas Eléctricos Representativos (SER) para el diseño de los activos eléctricos y los costos de operación y mantenimiento. El diseño optimizado de estos activos y costos, debe permitir brindar el servicio de distribución eléctrica en El Salvador a mínimo costo y brindando los niveles de calidad definidos en la regulación.

El área de cobertura de la empresa distribuidora se compondrá a partir de los SER. Cada SER estará compuesto de un grupo de unidades operativas, las cuales presentan características semejantes. Para el diseño de cada SER se deberá realizar el análisis de instalaciones reales representativas las cuales deben ser optimizadas para que resulten técnica y económicamente eficientes. Los resultados obtenidos para estas instalaciones representativas se deberán expandir a la totalidad del SER tal como se indica a continuación:

El ABS correspondientes a las instalaciones representativas que se definan para cada SER se expandirán a la totalidad del SER de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ABS_{k-n} = \frac{ABS_{k-i-n}}{Pmax_{k-i-n}} * Pmax_{k-n}$$

Donde:

ABS_{k-n} = Activo bruto de servicio correspondiente al SER k en el nivel de tensión n

ABS_{k-i-n} = Activo bruto de servicio correspondiente a la instalación representativa i del SER k en el nivel de tensión n

$Pmax_{k-i-n}$ = Suma de la potencia máxima no coincidente correspondiente a la instalación representativa i del SER k en el nivel de tensión n

$P_{max_{k-n}}$ = Suma de las potencias máximas no coincidentes de todas las unidades operativas que componen el SER k en el nivel de tensión n.

La determinación del ABS aplicable a la empresa se obtendrá como la suma del ABS de cada SER que la compone.

Los costos directos de operación y mantenimiento (O&M) serán calculados para cada instalación representativa de cada SER tomando como base las instalaciones optimizadas diferenciando el nivel de tensión de suministro (MT y BT).

Los costos de O&M correspondientes a las instalaciones representativas que se definan para cada SER se expandirán a la totalidad del SER de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CAOM_{k-n} = \frac{CAOM_{k-i-n}}{P_{max_{k-i-n}}} * P_{max_{k-n}}$$

Donde:

ABS_{k-n} = Costo anual de operación y mantenimiento correspondiente al SER k en el nivel de tensión n

ABS_{k-i-n} = Costo anual de operación y mantenimiento correspondiente a la instalación representativa i del SER k en el nivel de tensión n

El CAOM aplicable a la empresa se obtendrá como la suma de los costos de O&M de cada SER.

Las pérdidas de potencia eficientes obtenidas a partir del proceso de optimización de las instalaciones representativas que se definan para cada SER se expandirán a la totalidad del SER. Para esto se calculará el promedio ponderado de las pérdidas de potencia de cada instalación representativa analizada, el ponderador que debe ser utilizado para pesar los niveles de pérdidas obtenidos para cada instalación será la potencia máxima no coincidente tal como se establece en el numeral 4.1.2 a).

Las pérdidas de potencia totales se determinarán como el promedio ponderado de las pérdidas resultantes para cada SER, utilizando como ponderador la suma de las potencias máximas no coincidentes de cada SER.

3. ESTIMACIÓN DEL ACTIVO BRUTO DE SERVICIO Y DE LOS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCION DE MEDIA Y BAJA TENSION

3.1 INDICADORES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS SER

Los siguientes indicadores serán en primera instancia, los utilizados para la definición de los SER:

No. 495 LIBRO 30 PAG. 72

- Índice 1: n° clientes BT / km^2 , donde la superficie corresponde a aquella efectivamente electrificada.
- Índice 2: kWh / n° clientes-año, es decir, energía anual consumida por cliente.
- Índice 3: n° clientes_{BT} / km_{BT} , o lo que es lo mismo, número de clientes en baja tensión dividido por el número de kms de línea de baja tensión.
- Índice 4: $\text{kVA}_{\text{instaladosMT-BT}}$ / n° clientes_{BT}, o lo que es lo mismo, potencia instalada en centros de transformación MT-BT dividido por el número de clientes en baja tensión.
- Índice 5: n° clientes_{BT} / n° CMT-BT, o lo que es lo mismo, número de clientes en baja tensión dividido por el número de centros de transformación MT-BT.
- Índice 6: kWh / km_{BT} -año, es decir, energía anual consumida por km de línea BT.
- Índice 7: kWh / km_{MT} -año, es decir, energía anual consumida por km de línea MT.
- Índice 8: $(n^{\circ}$ clientes_{BT} + n° clientes_{MT}) / km_{MT} , o lo que es lo mismo, número de clientes en baja tensión más clientes en media tensión dividido por el número de kms de línea de media tensión.
- Índice 9: $(\text{kVA}_{\text{instaladosMT-BT}} + \text{kW}_{\text{ClienteMT}})$ / km_{MT} , es decir, potencia instalada en transformadores MT/BT más potencia contratada por los clientes en MT, dividida por los kms de línea de media tensión.

3.2 IDENTIFICACION DE LOS SER

La SIGET seleccionará los indicadores más adecuados para clasificar cada una de las unidades operativas en los distintos SER resultantes.

Asimismo, la SIGET determinará los rangos de validez de cada uno de los indicadores para cada SER y definirá el flujograma condicional para clasificar todas las unidades operativas contenidas en las áreas de cobertura de la empresa.

La empresa agrupará las unidades operativas en conjuntos homogéneos mediante técnicas de reconocimiento de patrones, como análisis de nubes dinámicas o clases jerárquicas. Estos grupos resultantes constituirán los sistemas eléctricos representativos (SER) que caracterizarán al universo de unidades operativas de cada distribuidora.

Se contemplará, como un criterio más para realizar el agrupamiento, cualquier limitación o regulación vigente sobre suministro eléctrico, por ejemplo, instalaciones subterráneas para zonas céntricas o de alta densidad.

SS

Cada una de las unidades operativas de la empresa será clasificada dentro de un SER. Luego se compondrá las mismas a nivel de la empresa, cuya área de cobertura quedará caracterizada por uno o más SER.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA SER

La aplicación de la metodología SER depende exclusivamente de la disponibilidad de información de las instalaciones de la empresa, con lo cual solo constituye una metodología alternativa de cálculo.

El proceso general de cálculo es entonces, el establecido en cada una de las etapas definidas en el Anexo 1 de este acuerdo, con excepción de las etapas definidas en el numeral 2 Metodología General.

La metodología SER se aplicará solo a el/los segmentos del sistema de distribución que SIGET defina oportunamente de acuerdo a lo indicado en el artículo 6 de las "Normas para la determinación de los cargos por uso de red del sistema de distribución".

4.1.1. ETAPA 1: CÁLCULO DEL ABS CORRESPONDIENTE A LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

El cálculo de ABS mediante la aplicación de la metodología SER consistirá en el análisis de las instalaciones representativas reales que han sido seleccionadas. No obstante, el objetivo de esta metodología no es el de reconocer y valorizar estos activos en su condición real, sino que estos deberán ser sometidos a un proceso de optimización "parcial".

El proceso de optimización se dice "parcial" porque no todos los parámetros y características de estos activos serán sometidos a un proceso de optimización. No formará parte del proceso de optimización 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 la siguiente hipótesis:

El diseño de la traza de la red es realizado bajo criterios de eficiencia y racionalidad económica.

No obstante, y como se mencionó anteriormente, dichas instalaciones deben ser sometidas a un proceso de optimización, en virtud de lo establecido por la Ley General de Electricidad respecto de que los activos se deben corresponder con una *red de distribución eficiente dimensionada al mercado*. Sobre esta base, resulta necesario adaptar el resto de las características de dichas instalaciones (p.e.: tipo de red, sección de conductor, cantidad y tipo de equipos de protección y maniobra, etc.) para que estas permitan prestar el servicio de distribución con niveles adecuados de calidad y al mínimo costo.

La información requerida para el desarrollo de la metodología propuesta será la siguiente:

1. Información georeferenciada de la red de media tensión correspondiente a las instalaciones representativas seleccionadas en cada SER, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: nivel de tensión, potencia máxima de cada alimentador, tipo y sección de conductor, cantidad de fases, tipo de poste, tipo de instalación (aérea/subterránea, urbana/rural) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
2. Información georeferenciada de la red de baja tensión correspondiente a las instalaciones representativas seleccionadas en cada SER, 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) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
3. Información georeferenciada de los módulos de transformación correspondientes a las instalaciones representativas seleccionadas en cada SER, 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.) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
4. Información relativa a la demanda tanto de baja como de media tensión de aquellos clientes conectados a las instalaciones representativas seleccionadas en cada SER, especificando como mínimo lo siguiente: las coordenadas georeferenciadas del punto de conexión, identificación del cliente de acuerdo al código de la base de datos comercial, categoría tarifaria, nivel de tensión de suministro, identificación de la vinculación eléctrica al modulo de transformación MT/BT, alimentador de MT y subestación AT/MT y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.

El resto de las instalaciones necesarias para la prestación del servicio con la calidad requerida (equipos de protección y maniobra, capacitores, etc.), así como también las características de las instalaciones consideradas como información de base (sección de conductor, tipo de poste, vano, potencia nominal, etc.), serán resultado del proceso de optimización descrito mas adelante.

a) Caracterización de las instalaciones

Las instalaciones representativas serán caracterizadas de acuerdo al tipo de área de servicio en la cual se encuentran instaladas. Tomando en consideración el tipo de instalaciones definidas en el manual de costos unitarios de instalaciones, se reconocerán dos tipos de instalaciones: urbanas y rurales.

La caracterización de cada instalación deberá realizarse sobre el análisis del siguiente indicador de densidad: Clientes/kmMT; la metodología empleada y los límites adoptados para definir cada tipo de instalación deberán estar explicados y correctamente documentados por la empresa. Cada instalación podrá caracterizarse parcialmente en un tipo u otro de instalación (p.e. alimentadores de media tensión pueden cubrir zonas urbanas y rurales).

b) Proceso de optimización técnico económica de las instalaciones

b.1) Estimación de las demandas por alimentador y por subestación de distribución (sed)

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

En consecuencia 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:

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

PUSU: Potencia coincidente del usuario i del nivel de tensión j con la máxima demanda en media tensión.

EUSU: 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_{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 AT/MT deberá utilizarse para calcular la máxima demanda anual de dichas instalaciones.

b.2) Optimización técnico económica del sistema eléctrico

El proceso de optimización debe considerar información relativa a: límites de carga, costo unitario de las instalaciones, precio de la energía, niveles de tensión permitidos, capacidades de reserva y tasa y duración de falla.

Se deberán realizar estudios de flujos de carga, los cuales se modelarán sobre la base de 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 la red óptima para cada instalación representativa seleccionada, considerando las pérdidas de energía (y su costo) y el costo unitario de las instalaciones.

Para el análisis de confiabilidad se emplearán los valores de tasa y duración de falla informados en el "Manual de Confiabilidad y Calidad de Servicio" (MCC).

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

b.2.1) Cantidad y sección de los circuitos

Se seleccionará para cada tramo del circuito objeto, el conductor más adecuado para el transporte económico de la energía eléctrica. El conductor económico seleccionado es aquel que minimiza el costo total de materiales e instalación más las pérdidas de energía durante su vida útil, actualizadas a valor presente.

Esta tarea se realizará para las redes de distribución de media y baja tensión según corresponda la aplicación de la metodología SER.

Considerando que los equipos y 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 optimización, el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario.

b.2.2) Potencia de Transformación MT/BT

Para cada módulo de transformación se seleccionará la potencia de transformación económica (esta selección deberá realizarse sobre la base de potencias nominales disponibles en el mercado). Se define potencia económica a aquella que minimiza el costo total de materiales e instalación más las pérdidas de energía durante su vida útil, actualizadas a valor presente.

Considerando que los equipos y 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 optimización el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario.

b.2.3) Evaluación de calidad de servicio resultante.

Durante el proceso de construcción de la empresa modelo se deberá incorporar en su diseño, el equipamiento e infraestructura de red que le permitan a cada instalación representativa cumplir con los estándares de calidad definidos en las normas respectivas.

La verificación de que los objetivos de calidad de servicio son alcanzables por 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 y Calidad de Servicio;
3. Cálculo de los indicadores de calidad definidos en el acuerdo 192-E-2004 (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 deberá incorporar los sistemas de protección y operación que sean convenientes técnica y económicamente (reconectores, seccionadores, desconectores, etc.);
5. El punto de inicio para la optimización 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 de la empresa modelo, 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.3) Costeo de las instalaciones

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

b.4) 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 verificación en campo de las instalaciones reales.

La verificación de la cantidad de instalaciones informadas por las empresas distribuidoras será llevada a cabo por la SIGET a partir de la realización de una auditoria de activos, diseñada sobre la base de un muestreo aleatorio estratificado de las mismas, tal como se establece en el Anexo 3.

No. 495 LIBRO 30 PAG. 78

4.1.2. ETAPA 2: DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA Y CONFECCIÓN DE UN BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

a) *Determinación de las pérdidas de energía y potencia*

Es necesario definir los niveles de pérdidas técnicas de potencia y energía de la empresa. Los niveles de pérdidas de potencia a considerar en esta etapa del estudio son los obtenidos a partir del proceso de optimización del sistema de distribución.

Los niveles de pérdidas técnicas 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 de potencia de cada SER por nivel de tensión:

$$PP_{n-j} = \frac{\sum PP_{n-j-k} * P_{n-j-k}}{\sum P_{n-j-k}}$$

Donde:

n = nivel de tensión (MT, BT)

k = Sector eléctrico representativo.

PP_{n-j} = Pérdida de potencia del nivel de tensión n y SER j

PP_{n-j-k} = Pérdida de potencia de la instalación representativa k del SER j en el nivel de tensión n

P_{n-j-k} = Potencia máxima no coincidente de la instalación representativa k del SER j en el nivel de tensión n

Las pérdidas de potencia correspondientes a acometidas y medidores podrán calcularse considerando un modelo simplificado que incluya grupos de usuarios con niveles de consumo semejantes y cuyas instalaciones eléctricas presenten características similares. Para cada grupo deberá definirse un tipo de medidor estándar y una acometida típica (longitud, sección de conductor, cantidad de fases, etc.).

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.

4.1.3. ETAPA 3: CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

Se interpretan como actividades de Operación y Mantenimiento (O&M), aquellas en las que debe incurrir la empresa modelo para realizar el mantenimiento correctivo y preventivo y las tareas de operación de red sobre aquellos activos eléctricos que constituyen las instalaciones representativas seleccionadas de cada SER.

Las actividades de O&M consideradas deberán tener como marco de referencia los estándares de ingeniería, el tipo de instalación y las características físicas de la zona donde se encuentran instaladas.

Las erogaciones que constituyen los costos de O&M, surgen de valorar a precios de mercado todas las tareas en las que debe incurrir la empresa. Los costos indirectos correspondientes a las actividades dirección, control y estrategia empresarial no constituyen un componente que deba ser incluido como parte de los costos de O&M.

Los Costos de Operación y Mantenimiento deben ser calculados a partir de un análisis de los procesos involucrados de acuerdo a la siguiente secuencia:

- Se reconocen inicialmente los procesos constitutivos de las tareas propias de O&M.
- Se dividen las instalaciones representativas seleccionadas en: red de baja tensión aérea y subterránea, centros de transformación MT-BT aéreos y subterráneos, red de media tensión aérea y subterránea, subestaciones AT/MT y MT-MT y aparatos de maniobra y compensación y toda otra división que resulte conveniente con el objetivo de diferenciar los costos en los que la empresa debe incurrir.
- Se detallan las tareas a desarrollar para cada división, atendiendo a las tareas de: operación, reparación, revisión y adecuación de cada uno de los componentes de la división, asignándose frecuencia de ejecución para cada una.
- Una vez cuantificadas las tareas por el agregado de sus procesos, se valorizan en función de los costos de materiales, personal y transporte, asignados eficientemente y a precios de mercado. Particularmente para cada una de las tareas se asignarán cuadrillas eficientes, tanto en número de integrantes, como nivel de preparación de los mismos, medio de transporte necesario, herramientas, tiempo estimado de duración de las tareas y un tiempo razonable de improductivos, obteniendo así los costos de personal y transporte.

No. 495 LIBRO 30 PAG. 80

- Finalmente se agregan dichos montos, indicando su incidencia por división y determinando la dotación de personal necesaria.

Los costos unitarios de materiales, personal y transporte serán acordes a la situación particular del mercado salvadoreño.

5. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN ADICIONAL.

El pedido de Información a las Empresas Distribuidoras, abarcará los aspectos generales, técnicos, comerciales, de mercado, costos y todo antecedente relevante para el proceso. Esta información deberá ser consistente con la que las propias empresas utilicen para calcular los cargos, de los cuales deberán entregar la memoria y detalle. La información genérica requerida se establece en este numeral.

La SIGET definirá las unidades operativas base del análisis, que podrán ser unidades políticas (localidades) o funcionales (sucursales comerciales), instalaciones eléctricas (subestaciones de transformación AT/MT y MT/MT, alimentadores de media tensión, transformadores MT/BT, etc.), dependiendo de la metodología de optimización que deberá utilizarse en cada caso y de cómo esté organizada la información proveniente de las empresas y su nivel de detalle.

Una vez definidas las unidades operativas, SIGET establecerá los formatos en que la información deberá ser presentada.

5.1. INFORMACION GENERAL (POLÍTICO-ADMINISTRATIVA, EMPRESARIA Y DEMOGRÁFICA)

Nivel de desagregación: por unidad político-administrativa y empresaria

- División del país
- División entre empresas
- Áreas de cobertura
- Número de habitantes / viviendas
- Superficie del área de cobertura
- Superficie electrificada

5.2. DEMANDA

Se deberá suministrar la información abajo indicada con un nivel de desagregación por unidad operativa para cada una de las empresas de distribución.

- Cantidad de clientes por sector de consumo y nivel de tensión
- Ventas de energía (MWh) por sector de consumo y nivel de tensión
- Máxima Demanda agregada en punta (MW)
- Potencia contratada por sector de consumo (caso medianas y grandes demandas)
- Curvas de carga representativas por tipo de cliente (residencial, comercial, industrial, etc) y para días tipo (en caso de existir estacionalidad) o en su defecto, aquellos parámetros utilizados para la caracterización de la demanda reflejados en la estructura tarifaria.
- Pérdidas técnicas y no técnicas (volumen de consumos no registrados / hurto).

5.3. INSTALACIONES FÍSICAS

Análogamente al punto anterior, el nivel de desagregación: por unidad operativa para cada una de las empresas de distribución.

- Líneas: longitud, nivel de tensión y tipo (aéreas y subterráneas, tipo de poste, secciones utilizadas, etc). En caso de abarcar más de una unidad operativa, indicar proporción del recorrido que pasa por cada una de ellas.
- Estaciones y Subestaciones: cantidad, capacidad instalada, tipo (aéreas, subterráneas), niveles de tensión, estructura topológica (configuración de barras y equipamiento asociado).
- Transformadores MT/BT, cantidad y potencia nominal, tipo (aéreos, subterráneos), nivel de tensión primaria, factor de utilización estimado (máxima demanda/potencia instalada).
- Aparatos de maniobra, compensación y regulación de tensión.
- Diagramas unifilares hasta el nivel de MT.
- Unidades constructivas básicas adoptadas por las empresas distribuidoras.
- Indicadores de calidad de servicio y producto técnico, evolución histórica y situación actual. Planes destinados a la mejora del desempeño.

5.4. CONDICIONES PARTICULARES

Indicar, de existir, cualquier condición específica de una unidad operativa, por ejemplo, reglamentaciones referidas a la utilización de líneas subterráneas, características climáticas muy particulares, regulaciones ambientales, etc, que signifiquen mayores costos en el desarrollo de la actividad de distribución.

6. FORMATOS DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

6.1. INFORMACIÓN DE BASE

Los formatos para la presentación de la información de base serán los mismos que los requeridos en el capítulo 3 numeral 3.1 del Anexo 1.

6.2. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

Los formatos para la presentación de los resultados finales serán los mismos que los especificados en el capítulo 3 numeral 3.2 del Anexo 1. Adicionalmente para las etapas 1 y 3 se deberá presentar un juego de tablas para cada SER cuando corresponda

No. 495 LIBRO 30 PAG. 83

SIGET

Superintendencia General de Electricidad
y Telecomunicaciones.

ANEXO 3

ACUERDO N° 328-E-2006

**METODOLOGÍA PARA AUDITAR Y AJUSTAR LAS CANTIDADES DE LAS
INSTALACIONES INFORMADAS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

No. 495 LIBRO 30 PAG. 84

INDICE

1.	OBJETIVO	1
2.	INSTALACIONES A VERIFICAR	1
3.	METODOLOGÍA GENERAL.....	1
3.1.	<i>Registro de bienes</i>	2
3.2.	<i>Alcance del muestreo</i>	3
3.3.	<i>Criterios de aceptación</i>	5

No. 495 LIBRO 30 PAG. 85

METODOLOGIA PARA AUDITAR Y AJUSTAR LAS CANTIDADES DE LAS INSTALACIONES INFORMADAS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

1. OBJETIVO

El objetivo principal de la auditoria es el de efectuar un relevamiento fisico de los bienes eléctricos afectados exclusivamente a la prestación del servicio de distribución con el objetivo de validar la información suministrada por las empresas.

El alcance de las tareas a realizar está destinado a determinar la verosimilitud de los registros de bienes informados por la empresa, mediante la aplicación de técnicas de auditoria apropiadas a tales efectos.

2. INSTALACIONES A VERIFICAR

- Subestaciones AT/MT y MT/MT
- Redes de Media Tensión
- Subestaciones de distribución
- Redes de baja tensión

No. 495 LIBRO 30 PAG. 86

3. METODOLOGÍA GENERAL

En este capítulo se presentará la metodología con que deberán ser encaradas las tareas necesarias para cumplir con los objetivos fijados. A estos efectos se han definido tres tareas principales:

- **Análisis de información de respaldo:** En esta tarea se incluyen las actividades relativas a la constatación de la documentación existente, análisis del inventario fisico existente y verificación de documentación.
- **Relevamiento fisico de las condiciones de red existente:** En esta tarea se incluyen las inspecciones en campo, verificaciones, relevamiento y evaluación del estado de las instalaciones.
- **Validación de la información:** Esta tarea tiene que ver con el procesamiento de la información obtenida en campo a partir de la cual se determinará el factor de ajuste de instalaciones.

A partir de la evaluación de las información proporcionada por la empresa, inventario fisico de instalaciones, se lanzarán las tareas de referidas a las actividades de selección de la muestra y de inspección y verificación del estado de las instalaciones.

Los resultados que se vayan obteniendo en las distintas tareas validarán la base de datos fuente.

Todas las tareas serán encaradas de acuerdo a metodologías que se presentarán por separado en los puntos que siguen. No obstante ello cada una de ellas deberá contener rutinas de control para

asegurar la correcta actualización de las bases de datos fuente.

3.1. REGISTRO DE BIENES

Los ítems que debe contener el Registro de Bienes provisto por la empresa deberá contener al menos, la siguiente información:

- Número de identificación
- Descripción (datos técnicos)
- Año de fabricación / instalación / puesta en servicio
- Lugar de instalación (preferentemente posición georeferenciada)
- Estado

3.1.1. SUBESTACIONES DE AT/MT Y MT/MT:

Obras de ingeniería civil:

- Edificios
- Fundaciones
- Caminos
- Canales de cables de potencia y de comando

Obras de ingeniería electromecánica:

- Equipamiento de maniobra y transformación
- Equipamiento de protección y medición
- Equipamiento SCADA
- Equipamiento de servicios auxiliares

Obras de ingeniería telecomunicaciones:

- Equipamiento de Telecomunicaciones

3.1.2. RED DE MT:

- Número de alimentador
- Longitud
- Traza (ubicación)
- Sección del conductor
- Tipo de postación
- Tipo constructivo

No. 495 LIBRO 30 PAG. 87

- Año de puesta en servicio
- Estado

3.1.3. TRANSFORMADORES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

- Número de identificación
- Número del centro de transformación
- Tipo
- Potencia
- Relación de transformación
- Ubicación
- Año de instalación
- Estado

3.1.4. RED DE BT

- número de alimentador de BT
- número de centro de transformación asociado
- Sección del conductor
- Tipo constructivo
- Longitud
- Año de puesta en servicio
- Estado

No. 495 LIBRO 30 PAG. 88

3.2. ALCANCE DEL MUESTREO

El propósito final de la Auditoría es evaluar la exactitud de la información relativa a los bienes eléctricos que la empresa debe afectar para atender el servicio. Esto deberá hacerse sobre la base de los registros e información que sobre esos bienes presentarán las empresas a la SIGET. La verosimilitud de esa información deberá ser verificada por el Auditor recurriendo a técnicas de control por muestreo, aplicando procedimientos apropiados para este propósito, debidamente fundados en la Teoría de Probabilidades y respaldados por las Normas aplicables.

En lo que sigue se describen los lineamientos a seguir para seleccionar las muestras que se utilizarán en la mencionada verificación de verosimilitud de los registros de Bienes de Uso, de acuerdo con las prescripciones generales del Auditing Standard Board de USA, en la SAS No. 39 y otras normas específicas aplicables.

El concepto general aplicado es considerar que cada uno de los registros del inventario provisto por la empresa es el resultado de cierto proceso uniforme y se desea apreciar cuan confiable puede considerarse ese proceso de registro. Debido al enorme número de registros que tal

inventario contiene, es inviable efectuar una verificación exhaustiva de su corrección. Por eso se admite la selección de una muestra de registros para evaluar en esa muestra la corrección del proceso que los ha generado.

Si la muestra es correctamente seleccionada en cantidad y forma, se considera que es 'representativa' del conjunto, es decir, de todo el inventario. Esta representatividad se entiende en el sentido de que ciertas valoraciones cuantitativas realizadas sobre la muestra permiten, por extrapolación, postular conclusiones cuantitativas - estimaciones - sobre el conjunto. Recurriendo a procedimientos bien establecidos y respaldados en la Teoría de Probabilidades y Estadística, las estimaciones hechas sobre el conjunto del inventario aplicando tales métodos de muestreo y extrapolación son perfectamente acotadas en error.

De modo pues, que es esencial contar con un planteo claro del proceso de selección y aplicación de las técnicas de muestreo para que las conclusiones a que se llega con el análisis de las muestras no sean objetables. Por esa razón, se detalla a continuación el procedimiento a emplear.

3.2.1. MARCO MUESTRAL Y UNIDADES DE MUESTRA

El *marco muestral* representativo del conjunto de bienes a auditar (la *población*) estará constituido por los registros de información provista por la empresa. Cada uno de los registros se asociará unívocamente a un elemento susceptible de ser seleccionado como *unidad elemental* de la muestra.

3.2.2. PLAN DE MUESTREO

Para la selección de las muestras del marco muestral a verificar en cada población se aplicará un plan de *muestreo aleatorio por etapas con estratificación*, constituyendo las *unidades primarias* de la etapa inicial los conjuntos parciales de bienes - *estratos* - resultantes de una subdivisión apropiada. Los estratos estarán definidos en principio por la etapa del sistema de distribución (red de MT, subestaciones de distribución, red de BT) y posteriormente se podrá estratificar en cada caso considerando distintas unidades constructivas (p.e. para la red de MT red de tipo urbana, red de tipo rural).

El total de *unidades elementales* constitutivas de la *muestra* de cada población será determinada según los lineamientos de la Norma MIL-SIT 105 D de USA. Se adoptará el *tamaño de muestra* que corresponde al procedimiento de *muestreo aleatorio simple* en el denominado Nivel de Inspección General II (Normal) para lotes aislados, con un índice de calidad límite (LQ) mejor que 3% para una probabilidad de aceptación (Pa) de 10%.

Una vez que se haya determinado el tamaño total de la muestra, se atribuirán a las *unidades primarias* o estratos, probabilidades de ser seleccionadas que sean proporcionales a su magnitud o tamaño, asignando así a cada estrato una parte del total de muestras tanto mayor cuanto más significativa sea su ponderación en la población considerada. Este procedimiento de *muestreo proporcional al tamaño* asegura una representación de la muestra correcta y balanceada para el propósito de la Auditoría. El diseño específico de esta etapa del muestreo seguirá el método *Pareto proportional to size sampling*, propuesto por B. Rosén (1996, 1997).

La estrategia de un muestreo por etapas permitirá además tener en cuenta, en etapas tempranas del proceso, de la dispersión territorial del área que sirve la empresa para concentrar la selección de las muestras en zonas geográficas que, aun siendo limitadas, demuestren ser adecuadamente

representativas de otras zonas con similares características en cuanto a condiciones del servicio y dotación de equipamiento.

3.3. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

El plan de muestreo planteado está asociado a un *criterio de aceptación* que puede expresarse como sigue:

Se aceptará como *verosímil* que el conjunto de los registros considerados en el marco muestral *representa correctamente* a la población de bienes auditada, cuando se comprueba la exactitud de la información que consta en los registros respectivos para *todas las unidades elementales de la muestra*.

Si se verifica el criterio de aceptación expuesto (ninguna discrepancia entre todos los registros de la muestra y los elementos correspondientes), se aceptará como sustancialmente correcta toda la información registrada en el marco muestral que alcanza a la población considerada y se adoptará sin correcciones ulteriores la población que resulta de los cálculos realizados sobre la base de esa información.

Cuando el criterio de aceptación no se cumpla estrictamente, será necesario corregir la población que resulta de utilizar lo informado en los registros del marco muestral. La aplicación de esta corrección consiste en utilizar la información de la muestra debidamente corregida para salvar las discrepancias observadas en los registros correspondientes y así calcular el valor correcto atribuible a los elementos de la muestra. Este cálculo se utiliza luego para estimar las correcciones que deben aplicarse al valor total de la población calculado basándose en el conjunto de los registros respectivos.

3.3.1. CORRECCIONES.

A partir de los resultados obtenidos en campo se deberá corregir la información suministrada por la empresa a partir del cómputo de los factores de adaptación de instalaciones (FAI) para cada estrato, de acuerdo a lo siguiente:

Los estratos estarán definidos en principio por el tipo del sistema de distribución (red de MT, subestaciones de distribución, red de BT), de conformidad a lo establecido en el Anexo 1 y posteriormente se podrá estratificar en cada caso considerando distintas unidades constructivas (p.e. para la red de MT red de tipo urbana, red de tipo rural).

La variable definida para el cálculo del FAI para cada estrato de la red de distribución, independientemente de que la SIGET defina el relevamiento de otras características, son las siguientes:

1. Red de MT: Longitud de red¹

No. 495 LIBRO 30 PAG. 90

¹ El relevamiento de la traza y la determinación de la longitud real de la red de MT se realizará midiendo la distancia entre postes o puntos de apoyos (distancia entre vanos), utilizando para esto instrumentos de medición de distancias con una elevada precisión (p.e. distanciometro láser).

Con el objetivo de asegurar la trazabilidad de la información relevada en campo, la misma deberá ser volcada en planos georeferenciados. Adicionalmente se deberá identificar unívocamente cada poste considerado en la medición de la distancia de la red.

2. **Sub estación de distribución (SED):** Potencia instalada
3. **Red de baja tensión:** Longitud de de red²

Sobre la base de esto, los FAI para cada estrato de la muestra se definen como sigue:

$$FAI_{Red_MT,j} = \frac{\sum Long_{relevada,i,j}}{\sum Long_{informada,i,j}}$$

Donde:

$Long_{relevada,i}$ = Longitud relevada en campo correspondiente al alimentador de media tensión i, del estrato j

$Long_{informada,i}$ = Longitud informada por la empresa distribuidora correspondiente a la alimentador de media tensión i, del estrato j

$$FAI_{SED,n} = \frac{\sum kVA_{relevada,h,n}}{\sum kVA_{informada,h,n}}$$

$kVA_{relevada,h}$ = potencia nominal en kVA relevada en campo correspondiente a la SED h, del estrato n

$Long_{informada,h}$ = potencia nominal en kVA informada por la empresa distribuidora correspondiente a la SED h, del estrato n

$$FAI_{Red_BT,z} = \frac{\sum Long_{relevada,k,z}}{\sum Long_{informada,k,z}}$$

$Long_{relevada,k}$ = Longitud relevada en campo correspondiente al alimentador de baja tensión k, del estrato z

$Long_{informada,k}$ = Longitud informada por la empresa distribuidora correspondiente al alimentador de baja tensión k, del estrato z

Los resultados obtenidos para estos factores no podrán ser superiores a la unidad y deberán ser aplicados de la siguiente manera:

1. **Redes de Media y Baja Tensión:** estos factores deberán ajustar el VNR total de cada estrato.

Sub estaciones de distribución: estos factores deberán ajustar el VNR total de cada estrato.

² El relevamiento de la traza y la determinación de la longitud real de la red de BT se realizará midiendo la distancia entre postes o puntos de apoyos (distancia entre vanos), utilizando para esto instrumentos de medición de distancias con una elevada precisión (p.e. distanciometro láser).

Con el objetivo de asegurar la trazabilidad de la información relevada en campo, la misma deberá ser volcada en planos georeferenciados. Adicionalmente se deberá identificar unívocamente cada poste considerado en la medición de la distancia de la red.

INDICE

I. Ámbito de aplicación.	2
II. Disposiciones Generales.	2
III. Metodología para el Cálculo del Cargo por Uso de la Red de Distribución.	4
IV. Requerimiento de información del Proyecto para definir el año base del estudio.	6

NO. 495 LIBRO 30 PAG. 92

REGLAS ESPECIALES PARA EL CÁLCULO DEL CARGO POR USO DE RED A DISTRIBUIDORES QUE LO SOLICITAN POR PRIMERA VEZ.

I. Ámbito de aplicación.

El presente anexo, establecerá las disposiciones que toda entidad solicitante de la prestación de la actividad de distribución por primera vez, deberá aplicar para elaborar y presentar su propuesta tarifaria referente al cargo de uso de red.

II. Disposiciones Generales.

1. Todo distribuidor que solicite por primera vez la aprobación de cargos, deberá acreditar los siguientes requisitos:

1.1. Documentar la viabilidad técnica a partir del cumplimiento de los parámetros mínimos que se mencionan a continuación:

1.1.1. Energía anual distribuida: 15 GWh;

1.1.2. Potencia máxima anual demandada en distribución: 3 MW;

1.1.3. Usuarios (clientes directos): 1,000

Dichos requerimientos mínimos deben ser alcanzados en un plazo de CINCO (5) años a partir de que SIGET apruebe los cargos de distribución.

1.2. Documentar la viabilidad financiera y económica del solicitante para desarrollar el proyecto, todo solicitante deberá acreditar la concurrencia de los siguientes requisitos, mediante la presentación de los Estados Financieros auditados correspondientes al último ejercicio anual cerrado:

1.2.1. Ser titular de activos no inferiores a SEISCIENTOS MIL DOLARES ESTADOUNIDENSES (US\$ 600,000.00).

1.2.2. Poseer un patrimonio neto no inferior a TRESCIENTOS MIL DOLARES ESTADOUNIDENSES (US\$ 300,000.00).

1.3. En caso de consorcios, los parámetros antes mencionados deberán ser cumplidos al menos por uno de sus miembros, el cuál a su vez deberá tener una participación mínima del 25% en el Consorcio solicitante, y acreditar un compromiso de permanecer en el Consorcio por un período no inferior a cinco años, contados a partir de la inscripción del consorcio en el Registro.

80

No. 495 LIBRO 30 PAG. 93

- 1.4. Aquellos solicitantes que por su tiempo de existencia o cualquier otro motivo legítimo, no puedan presentar estados financieros auditados correspondientes al último ejercicio anual cerrado, podrán en su defecto presentar Balances de Apertura certificados por Contador Público Autorizado o por una firma de Auditores, acreditando el cumplimiento de los literales a y b del numeral 1.2.
- 1.5. La solicitud deberá incluir como mínimo la designación de un operador experimentado el que deberá ser integrante de la sociedad y deberá cumplir los siguientes requisitos:
 - 1.5.1. Información documentada mediante copia certificada de las concesiones o licencias o documentación equivalente que acredite haber sido y ser operador, único o en forma compartida, durante más de 4 (cuatro) años, de por lo menos un servicio público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
 - 1.5.2. Información documentada mediante copia certificada de comprobantes otorgados por organismos concedentes o licenciantes nacionales o de países extranjeros o internacionales o documentación equivalente que acrediten el cumplimiento contractual de las prestaciones.
 - 1.5.3. El operador deberá mantener una participación no menor del VEINTE POR CIENTO (20%) por el término de CINCO (5) años. Antes de finalizado dicho término de CINCO (5) años, las modificaciones de las participaciones o la venta de acciones del operador sólo podrán realizarse previa autorización de SIGET.
- 1.6. En caso que las instalaciones de distribución hayan sido construidas como parte de un proyecto urbanístico y que la sociedad constructora forme parte, directamente o a través de empresas controladas, de la entidad que solicita la aprobación para prestación de la actividad de distribución, no se le reconocerá como parte de la tarifa la remuneración sobre el capital conformado por los ABS de las instalaciones existentes a la fecha de solicitud de aprobación de los pliegos. Las instalaciones construidas con posterioridad a la solicitud de aprobación tendrán el tratamiento estándar definido en el artículo 7 de este acuerdo.
2. El proyecto de distribución a realizar deberá considerar la prestación del servicio en una o varias áreas geográficas determinadas y evidenciar la posibilidad cierta de que el mercado previsto tendrá una composición heterogénea de clientes en lo que se refiere al tipo de usuarios a atender. Como *composición heterogénea* debe entenderse que el servicio previsto debe evidenciar claramente que el mercado no estará conformado por un solo tipo de categoría tarifaria.

CE

Nº 495 LIBRO 30 PAG. 94

3. Los cargos de distribución aprobados bajo la metodología definida en este anexo tendrán una validez mínima, la cual estará definida por el tiempo en el cual la nueva empresa distribuidora cumple con todas las exigencias definidas en el numeral 1 inciso 1.1 de este anexo, el mismo deberá ser inferior a cinco años. Una vez cumplido este plazo, los cargos de distribución aprobados seguirán teniendo validez hasta la siguiente revisión general de cargos por uso de red, en total concordancia con el proceso correspondiente al resto de los distribuidores, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su reglamento

Los cargos tarifarios aprobados bajo la metodología definida en este anexo se actualizarán de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de la Ley General de Electricidad y en el cuerpo del presente acuerdo.

4. El distribuidor deberá establecer el plazo dentro del cual el proyecto deberá entrar en operación comercial, detallando el plan de trabajo a desarrollar, indicando la fecha de inicio y finalización de cada obra, las cuales en conjunto no podrán superar los CINCO (5) años, contados a partir de la inscripción en el Registro; debiendo detallar además para cada año del período el monto de las inversiones a realizar y las obras asociadas a dichas inversiones.

III. Metodología para el Cálculo del Cargo por Uso de la Red de Distribución.

1. Todos los valores físicos necesarios para elaborar la propuesta tarifaria se corresponderán con los incluidos en el proyecto que deberá presentarse de conformidad a lo estipulado en el numeral 1.1 de la sección anterior, para el quinto año del período, el cual será considerado como año base de cálculo.
2. La metodología para el cálculo del cargo por uso del sistema de distribución se deberá basar en lo especificado en el Anexo I del presente acuerdo. En consecuencia se reconocerán las mismas etapas de cálculo, las cuales se resumen a continuación:
 - 2.1. ETAPA 1: Cálculo del ABS correspondiente a los subsistemas de MT y BT
 - 2.2. ETAPA 2: Determinación de las pérdidas de energía y potencia y confección de un balance de potencia y energía
 - 2.3. ETAPA 3: Cálculo de los costos de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT
 - 2.4. ETAPA 4: Cálculo del costo indirecto de administración de las instalaciones
 - 2.5. ETAPA 5: Cálculo del Costo total de Operación y Mantenimiento

06-
No. 495 LIBRO 30 PAG. 95

3. Considerando que los nuevos operadores no cuentan con información real de la empresa, en algunas etapas deberán asumirse hipótesis para poder realizar los cálculos especificados. A continuación se detalla para cada etapa las consideraciones que deben adoptarse:

3.1. ETAPA 1:

- a. Cálculo del ABS correspondiente a los subsistemas de MT y BT

El cálculo del Activo Bruto del Servicio se realizará considerando las instalaciones eléctricas de la red de distribución prevista para el año base del estudio, las cuales deberán estar económicamente adaptadas al mercado eléctrico previsto para ese mismo año base.

Para realizar esta actividad la distribuidora deberá presentar un modelo estimado de la red de distribución sobre la base de sus propias previsiones respecto del desarrollo esperado del sistema de distribución.

Adicionalmente, se deberá estimar la distribución espacial de la demanda prevista para el año base, con el objetivo de cuantificar las cargas de las redes de baja y media tensión y módulos de transformación. Esta estimación deberá ser concordante con el estudio de proyección de la demanda.

Sobre la base de este modelo de red se deberá aplicar la metodología establecida para la etapa 1 definida en el Anexo 1 del presente acuerdo.

3.2. ETAPA 2:

Para la confección del balance de potencia se deberá emplear la información presentada en Estudio de mercado del proyecto de distribución requerido en el numeral IV 2 i de este anexo.

Para la caracterizar la demanda del nuevo distribuidor se utilizará la última información disponible que haya sido aprobada por SIGET mediante acuerdo para alguna de las empresas de distribución existentes. De esta información, SIGET adoptará aquella que a su criterio mas se adapte a las características del mercado del nuevo distribuidor.

4. Los valores económicos de costos de activos, mano de obra, materiales, etc. que se deberán utilizar para valorar la empresa eficiente se corresponderán con el momento de la presentación de los estudios.

No. 495 LIBRO 30 PAG. 96

IV. Requerimiento de información del Proyecto para definir el año base del estudio.

El proyecto considerará un período máximo de cinco años para su ejecución y contendrá la información siguiente:

- I. **Información del Proyecto:** descripción completa y detallada de las instalaciones y recursos que utilizará para la prestación del servicio, y en ese sentido, deberá presentar el Estudio de Factibilidad del proyecto, el cual deberá incluir la memoria descriptiva, los planos correspondientes, los sistemas generales para la prestación de servicio, las líneas eléctricas u otras obras e instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas y el plan de normalización de las redes fuera de norma, especialmente las siguientes:
 - i. Ubicación del proyecto y descripción técnica del mismo.
 - ii. Descripción general de las instalaciones, indicando el tipo de diseño, materiales y normas constructivas que se utilizarán;
 - iii. Planos de ubicación de las instalaciones;
 - iv. Especificar si la red de distribución que se proyecta construir, se instalará total o parcialmente sobre inmuebles de propiedad de terceros.
 - v. Cantidad estimada de usuarios finales que se conectarán a la red de distribución, clasificación tarifaria, energía y potencia anual proyectada y el área geográfica de cobertura.
 - vi. Detalle del presupuesto de las obras;
 - vii. Planos de las servidumbres constituidas;
 - viii. Descripción de las instalaciones existentes a las que se interconectará la red de distribución proyectada;
 - ix. Detalle del recurso humano, materiales y los costos asociados para la prestación durante un período de 5 años, relacionando:
 - a. Organigrama
 - b. Costo de Personal
 - x. Descripción y costos de equipos menores y materiales
 - xi. Descripción de los sistemas de gestión comercial a utilizar para la prestación del servicio, debiendo detallar al menos lo siguiente:
 - a. Facturación;
 - b. Gestión de Cobranza;
 - c. Atención de Usuarios; y,
 - d. Call Center.

No 495 LIBRO 30 PAG. 97

- xii. Descripción de los sistemas de gestión técnica a utilizar para la prestación del servicio, debiendo especificar lo siguiente:
 - a. Procedimientos de operación;
 - b. Equipamiento de medición para cumplimiento de la normativa de calidad.
 - c. Descripción de los sistemas para el control de la calidad de servicio.
 - xiii. Cronograma para la ejecución del proyecto de distribución.
2. **Estudio de mercado del proyecto de distribución a desarrollar, conteniendo:**
- i. Estudios de proyecciones de demanda desagregada por categorías tarifarias.
 - ii. Estudios de caracterización de la carga.
3. **Estudio financiero y económico del proyecto, donde se incluya:**
- i. Detalle de las inversiones a desarrollar
 - ii. Costos de operación y mantenimiento
 - iii. Estimación del flujo financiero (ingresos y egresos) para el período de la vida útil del proyecto de distribución.
 - iv. Criterios de evaluación financiera y económica aplicados.
 - v. Opciones de financiamiento
4. **Copia de los permisos ambientales para el desarrollo del proyecto de distribución.** En caso de que no se disponga a la hora de la presentación de la solicitud de la aprobación del cargo por uso de red, deberá presentar copia de las gestiones realizadas por la empresa ante la autoridad competente.

No. 495 LIBRO 30 PAG. 98

No. 495 LIBRO 30 PAG. 99

En el



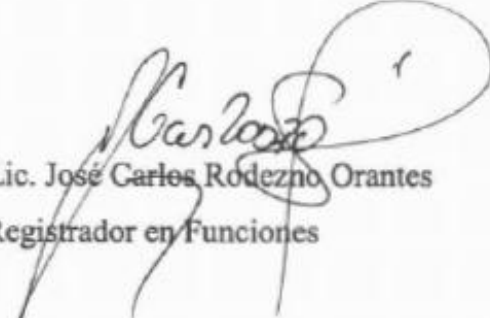
SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

REGISTRO DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES adscrito a la SIGET. San Salvador, a las once horas y veintidós minutos del día veintinueve de diciembre del dos mil seis.

Visto el Acuerdo número 328-E-2006, pronunciado por el Señor Superintendente, el día veinte del mes de diciembre del presente año, con boleta de presentación número 1322, mediante el cual Acuerda: a) Aprobar las Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución, de conformidad a lo que se detalla en el mismo Acuerdo"; consecuentemente, con base en el Artículo 14, literal e), del Reglamento de la Ley de Creación de SIGET, este Registro resuelve: Inscribirse el Acuerdo antes relacionado en la Sección de Actos y Contratos del Sector Electricidad. b) MARGÍNENSE, como modificación los siguientes Acuerdos: Acuerdo No. 60-E-2001, inscrito en este Registro bajo el código 435-E21-128/2001, Acuerdo No. 146-E-2005, inscrito en este Registro bajo el código 1105-E21-403/2005.




Lic. Lic. José Carlos Rodezno Orantes
Registrador en Funciones

495 LIBRO 30 PAG. 100

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES
El Salvador, Centroamerica

SECTOR ELECTRICIDAD
SECCION ACTOS Y CONTRATOS

FICHA DE INSCRIPCION

CODIGO DE INSCRIPCION
1322-E21-495-/2007

NIT 06141209961045

Naturaleza Normas e interpretaciones técnicas electricidad

No. Acuerdo 328-E-2006

Nombre SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

Direccion 6° -10° Calle Pte y 37° Av. Sur No. 2001, Col. Flor Blanca, San Salvador

Telefonos 257-4438 25SIGET

Fax 257-4499

Email siget@siget.gob.sv

DUI/PASS

Edad/Profesion 0

Nacionalidad

Representante

Nombre Jorge Isidoro Nieto Menéndez

DUI/PASS 00108793-2

Profesion Licenciado

Lugar San Salvador

Fecha 20 de Diciembre de 2006

Vigencia

Extracto

Aprobar las normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución, de conformidad a lo que se detalla en este acuerdo. Marginar como modificación los códigos: 435-E21-128, 1105-E21-403.

Expediente 28

Fecha Presentación 28 de Diciembre de 2006

Fecha de Registro 15 de Enero de 2007

Estado Autorizado

San Salvador, 17 de Enero de 2007



101

Licda. Alicia Rebeca Amaya de Pimentel

Código: 17081971

Registradora