



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

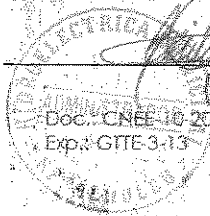
4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel.: PBX: (502) 2321-8000; Fax: (502) 2321-8002

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En la Municipio de Retalhuleu, departamento de Retalhuleu, siendo las 9 horas con 30 minutos del día 23 de **enero de dos mil trece**, en **6a. avenida entre 5ta y 6ta. calle zona 1, Retalhuleu**, NOTIFIQUÉ la resolución **CNEE-10-2013** de fecha **veintiuno de enero de dos mil trece**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu**, por medio de cédula de notificación que entrego a Cecilia Gómez, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.



(f) Notificado

Doc.: CNEE-10-2013 25/1/2013

(f) Notificador



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4° avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

RESOLUCIÓN CNEE-10-2013

Guatemala, 21 de enero de 2013

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad establece que entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos en materia de su competencia, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios y proteger los derechos de los usuarios, así como definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas; y que el artículo 59 inciso c) de la misma Ley, determina que están sujetos a regulación, los precios de los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad, preceptúa que las tarifas a consumidores finales del servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD- y éste VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución, de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 74 de la Ley General de Electricidad, establece que cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión y que los Términos de Referencia del estudio del VAD serán elaborados por la Comisión y ésta tendrá el derecho de supervisar el avance de los mismos. El artículo 75 de la referida ley establece que la Comisión revisará los estudios efectuados y podrá formular observaciones a los mismos; asimismo el artículo 76 del mismo cuerpo legal estipula que la Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada adjudicatario y que las tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece que los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución y que la Comisión elaborará un listado de las firmas consultoras calificadas para realizar los estudios tarifarios, y los términos de referencia para su contratación, los cuales se basarán en los conceptos detallados en los artículos 86 al 90 del referido Reglamento; y que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución; por su parte el artículo 98 del mismo Reglamento determina que cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

CONSIDERANDO:

Que para dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en la legislación vigente, es necesario enviar los Términos de Referencia del Estudio del Valor Agregado de Distribución para Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu para cumplir con el plazo de doce meses de anticipación establecido en la normativa y de esa forma se inicie el estudio que servirá de base para la fijación de un nuevo pliego tarifario.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y leyes citadas,

RESUELVE:

I) Aprobar los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución para Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, así:

Términos de Referencia para la Realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución para Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu

1 INFORMACIÓN GENERAL

1.1 OBJETO

El presente documento establece los Términos de Referencia que regirán el estudio a contratar por el Distribuidor de conformidad con el artículo 74 de la LGE, para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución de su sistema para el período comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de enero de 2019, que deberá ser presentado a consideración de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El Estudio deberá abarcar entre otros, los siguientes conceptos que deberán ser desarrollados de acuerdo a lo establecido en el Marco Regulatorio Vigente:

- Calculo del Valor Agregado de Distribución (VAD)
- Factores de pérdidas medias de potencia y de energía

1.2 DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS

AMM:	Administrador del Mercado Mayorista
Año Base:	Período de tiempo comprendido entre el uno (01) de enero al treinta y uno (31) de diciembre del año dos mil once (2011).
Área Rural:	Restantes demandas, no incluidas en el área urbana.
Área Urbana:	Áreas urbanas de alta densidad de población con rangos diferenciales de densidades de carga. En ellas se aplica la metodología de tratamiento en daderos. Su determinación se basa en consideraciones de tipo socioeconómico, estadístico y geométrico (áreas integradas por poblados mayores)
AT:	Alta tensión (> 60,000 V)
BT:	Baja tensión (\leq 1,000 V)
CNEE:	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Cómputo de Tiempo:	Será de aplicación el artículo 45 de la Ley del Organismo



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Consultora:	Judicial (Decreto Número 02-89 del Congreso de la República de Guatemala) Empresa especializada contratada por el Distribuidor para la realización del Estudio, previamente precalificada por la Comisión de acuerdo con lo estipulado en el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad
Cuadro Tarifario:	Conjunto de cargos y tarifas a aplicar por el Distribuidor conforme a las condiciones de aplicación a usuario final que apruebe la CNEE.
Demanda Distribuida	Corresponde a la Demanda, ya sea de Energía o de Potencia (según aplique) que circula en las redes del Distribuidor, y que pertenece tanto a usuarios del distribuidor o de terceros, incluyendo las pérdidas.
Discrepancia	Diferencia, desigualdad que resulta de la comparación de las cosas entre sí; para los efectos de este Estudio se define como Discrepancia, cualquier apartamiento del Estudio de EVAD a la metodología establecida en este documento.
Distribuidor:	Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu (EHMR)
ECC:	Estudio de Caracterización de Cargas.
Energía Distribuida	Energía que circula en las redes de la Distribuidora.
Estudio:	Estudio de las Componentes del VAD, de conformidad con el Capítulo III de la Ley General de Electricidad
FRC	Factor de Recuperación de Capital, calculado en función de la TAI -aprobada por CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos.
Factor X:	Factor de Reducción Anual, al que se refiere el Artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
Fecha de Referencia:	30 de diciembre de 2011
INE:	Instituto Nacional de Estadística.
Informe de Etapa:	Informe a presentar por el Distribuidor al concluir cada una de las etapas del Estudio.
Ley:	Ley General de Electricidad (Decreto Número 93-96 del Congreso de la República de Guatemala).
Manzanado:	Representación promedio de una manzana.
MT:	Media tensión (1,000 V < U ≤ 60,000 V).
Nivel General de Valores Eficientes:	Son los valores eficientes establecidos por CNEE, y correspondiente a la Fecha de Referencia.
NTDOD:	Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución.
NTSD:	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
Numerario:	Dólar de los Estados Unidos de América.
PER:	Programa de Electrificación Rural.
Reglamento:	Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas).
Reglamento del AMM:	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas).
Red de Distribución o Sistema de Distribución:	Conjunto de instalaciones de distribución MT y BT propiedad del Distribuidor.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Período Tarifario Anterior	Quinquenio comprendido entre el período comprendido del 01 de febrero de 2009 al 31 de enero de 2014.
Período Tarifario ó Próximo Período Tarifario	Quinquenio comprendido entre el período comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de enero del 2019.
Sistema Eléctrico:	Conjunto de instalaciones de distribución MT y BT alimentadas desde una o varias Subestaciones AT/MT, que a su vez se encuentran alimentadas de una o más subestaciones ubicadas dentro de un mismo ámbito geográfico, y que eléctricamente conforman una unidad sujeta a un balance de energía y potencia desde la entrada de energía hasta la venta a los usuarios.
SNI:	Sistema Nacional Interconectado.
STEE:	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.
Subestación AT/MT:	Subestación del STEE que alimenta la red de MT del Distribuidor.
TAI:	Tasa de Actualización de la Inversión determinada por la CNEE de acuerdo con lo establecido en el artículo 79 de la Ley General de Electricidad.
Tarifa Social:	Tarifa establecida por la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (Decreto Número 96-2000 del Congreso de la República de Guatemala).
Tasa de Cambio:	Tipo de cambio de referencia del Quetzal con respecto al numerario, publicado por el Banco de Guatemala vigente al último día hábil hasta la Fecha de Referencia.
Unidad Constructiva:	Cada uno de los conjuntos de equipos en que puede descomponerse la red del Distribuidor a los fines del cálculo de su VNR.
Unidad de Negocio	Conjunto de instalaciones cuya operación y mantenimiento se atiende desde una misma Oficina Regional del Distribuidor.
VAD:	Valor Agregado de Distribución, según definición de los artículos 71 y 72 de la Ley General de Electricidad.
VNR:	Valor Nuevo de Reemplazo, según definición del artículo 73 de la Ley General de Electricidad.

1.3 FUNDAMENTO LEGAL

Los Términos de Referencia (TdR) han sido elaborados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) en ejercicio de su atribución legal de definir las tarifas de distribución sujetas a regulación y la metodología para su cálculo, conferida en el literal c del artículo 4 de la Ley General de Electricidad, así como también en el desempeño de su potestad para determinar los TdR de los estudios tarifarios que los Distribuidores deben encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la CNEE, de acuerdo con lo estipulado en el Artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Asimismo, los presentes Términos de Referencia se fundamentan en los artículos 4, 59, 71, 72 y 74 al 78 de la Ley General de Electricidad, en los artículos 29, 64, 79, 80, 82 al 86, 88 al 93, 95 y 97 al 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en los artículos 86 al 90 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Y Decreto Número



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

96-2000 del Congreso de la República de Guatemala, Ley de Tarifa Social, y en la Normativa Vigente.

A los fines del cómputo de tiempo será de aplicación el artículo 45 de la Ley de Organismo Judicial (Decreto Número 02-89 del Congreso de la República de Guatemala). En consecuencia todos los plazos indicados en días no incluirán los días inhábiles.

1.4 FECHAS LÍMITE DE ENTREGA

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 98 del Reglamento, el Estudio (Informe de Etapa G.1), deberá estar culminado y entregado por el Distribuidor el 30 de septiembre de 2013 para evaluación por parte de la CNEE.

El Distribuidor deberá entregar con antelación Informes de Etapa que contengan los resultados parciales del Estudio. En el cuadro siguiente se indica, para cada uno de ellos, la referencia al punto de los TdR en que se describe su contenido y las fechas límite para su entrega.

Etapa	Denominación	Referencia	Fechas límite de entrega
A	Modulo A.1: Estudio de Demanda – Proyección de la Demanda	Punto 2	25-feb-2013
	Modulo A.2: Estudio de Demanda – Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero	Punto 2	03-may-2013
B	Valores Eficientes de Referencia	Punto 3	31-may-2013
C	Modulo C.1: Optimización de la Red del Distribuidor	Punto 4	12-jul-2013
	Modulo C.2: Anualidad de la Inversión	Punto 4	
D	Balance de Energía y Potencia	Punto 5	02-ago-2013
E	Costos de Explotación	Punto 6	02-sep-2013
F	Componentes de Costos del VAD	Punto 7	16-sep-2013
G	Estudio Tarifario	Punto 8	
G.1	Propuesta del Distribuidor		30-sep-2013
G.2	Final (con correcciones)		15 días ¹

1.5 CONTRATACIÓN DE LA CONSULTORA

El Distribuidor deberá contratar a la Consultora, a su costo, seleccionándolo dentro del listado de firmas consultoras precalificadas por la CNEE, según Resolución CNEE-55-2012.

La Distribuidora deberá notificar a la CNEE, la contratación de la Consultora durante los cinco días posteriores a la firma del contrato, el cual debe incluir como mínimo el compromiso del Distribuidor y de la Consultora a:

- Aceptar, cumplir y desarrollar el proceso de revisión tarifaria, con apego a los TdR emitidos por CNEE.

¹El tiempo máximo para la presentación del informe de etapa G.2. está definido en el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el cual se indica que es de 15 días.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

- Remitir a la CNEE copia de toda la documentación e información que se utilice para la realización del Estudio en cada una de las etapas.
- Proporcionar libre acceso en todo momento a la CNEE a todos los aspectos relacionados con el Estudio, de la forma en que aquélla lo requiera.
- Entregar a la CNEE los informes previstos en estos TdR y las aclaraciones que se deriven de los mismos.
- Cumplir el cronograma establecido en los TdR.
- Designar al Responsable del Estudio por parte del Distribuidor y al Jefe del Estudio de la Consultora, indicando sus Nombres, Cargos, Teléfonos, Fax, Direcciones, Direcciones Electrónicas, y mantener informada a la CNEE de cualquier cambio posterior.
- Tener la capacidad de participación en las videoconferencias y reuniones presenciales que planifique la CNEE para tratar temas específicos en relación con los estudios.
- Participar presencialmente en las actividades que la CNEE determine hasta la aprobación del Pliego Tarifario del Distribuidor.

El Distribuidor deberá entregar a la CNEE una copia completa del Contrato suscrito con la Consultora, dentro de los cinco (5) días de firmado, incluyendo los reconocimientos económicos que se acuerden.

1.6 DESARROLLO DEL ESTUDIO

1.6.1 AUDIENCIAS TÉCNICAS

Se aplicara lo que corresponde de acuerdo a lo establecido en la Resolución CNEE-56-2011.

1.6.2 INFORMES DE ETAPA

Los Informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos, etc., con el fin de que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. Deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos requeridos, tanto en forma impresa como en archivos digitales modificables que permitan a la CNEE replicar los cálculos.

Los informes de Etapa deberán entregarse a CNEE en formatos de acuerdo a las características de las Etapas y a la información del Distribuidor.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Para los formatos que se presenten como parte de los Informes del Estudio, deberá entregarse el Diccionario de la Base de Datos que contenga el ID de cada Campo y la Descripción de los Códigos de la información contenida en cada Variable. Deberán presentarse los formatos en Excel, Access o software similares modificables. Tanto los formatos mencionados como todo cálculo que elabore el Distribuidor deberán ser entregados en un (1) ejemplar impreso, con tamaño de letra no inferior a 12 puntos, y en archivos digitales, sin ningún tipo de protección, de manera que la CNEE pueda verificar el proceso o cargar la información en hojas de cálculo y/o bases de datos y eventualmente realizar análisis de sensibilidad mediante la modificación de las variables utilizadas.

La entrega de los Informes de Etapa por parte del Distribuidor no implicará su aprobación por la CNEE.

El Distribuidor deberá poner a disposición de la CNEE toda la información que ésta requiera para su análisis y facilitar todos los medios necesarios para que no exista atraso en la evaluación de los Informes.

Si la CNEE detectara apartamientos de la metodología establecida en los TdR formulará por escrito los comentarios que considere necesarios. El Distribuidor deberá realizar las modificaciones correspondientes a dichos comentarios para inclusión en el Estudio y en los consecuentes Informes de Etapa.

Los informes que se entreguen a CNEE deberán estar plenamente identificados y firmados por el Responsable y el Jefe del Estudio. Se deberá indicar en la caratula del informe y del soporte magnético la siguiente información:

- a. Nombre de la Consultora
- b. Nombre de la Distribuidora
- c. Nombre de la Etapa del Estudio
- d. Fecha de elaboración

1.6.3 ENTREGA DE INFORMES DE ETAPA

En cada Informe de Etapa del estudio a excepción del Informe de Etapa G, en el cual se cumplirá el procedimiento establecido en el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- La Distribuidora deberá entregar el informe de etapa correspondiente de acuerdo a lo establecido en el numeral 1.4 de los presentes Términos de Referencia.
- La CNEE dentro de un máximo de los veinte días siguientes a la entrega del informe de Etapa enviará a la Distribuidora sus comentarios y observaciones.

La Distribuidora deberá entregar a la CNEE previo a cada informe de etapa, la información base que traslade al consultor para elaborar cada fase del estudio, en la fecha en que la misma sea trasladada al consultor. La CNEE podrá requerirle a la Distribuidora, Información adicional a la Información Base, si así lo considerase conveniente.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

1.6.4 NUMERARIO

Deberá adoptarse el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica como Numerario del Estudio. Podrán considerarse otras monedas de referencia pero no constituirán su Numerario. En consecuencia, los valores expresados en numerarios distintos del adoptado constituirán resultados intermedios del Estudio.

1.6.5 NIVEL GENERAL DE VALORES EFICIENTES

El Estudio deberá desarrollarse a valores constantes a la Fecha de Referencia, siguiendo los lineamientos definidos en el punto 3.

1.6.6 TASA DE CAMBIO

El Estudio deberá utilizar como Tasa de Cambio el tipo de cambio referencial del quetzal frente al numerario emitido por el Banco de Guatemala, vigente al último día hábil hasta la Fecha de Referencia.

1.7 ANÁLISIS DEL ESTUDIO

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 98 del Reglamento, la CNEE dispondrá de un plazo de dos (2) meses para determinar la procedencia o no, del Informe Final del Estudio, presentado por la Distribuidora. Como resultado del referido análisis, la CNEE formulará las observaciones que considere pertinentes. El Distribuidor deberá efectuar las correcciones y enviar a la CNEE, dentro de los quince (15) días de recibidas las observaciones, el Informe Final del Estudio corregido.

El Estudio deberá ser acompañado en ambas presentaciones por el conjunto completo de todos los Informes de Etapa, con la totalidad de los resultados solicitados en los TdR.

El Distribuidor deberá entregar los informes de Etapa y el informe final con apego a los lineamientos indicados en los presentes Términos de Referencia.

1.8 ALCANCE DE LOS TDR

Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. De existir variaciones de las metodologías presentadas en los Informes del Estudio, las mismas deben estar plenamente justificadas, y deberán ser sometidas a aprobación de la CNEE.

Los presentes términos de referencia no constituyen una modificación legal o reglamentaria, por lo que en caso de controversia entre alguna de las disposiciones de los presentes términos de referencia con la Ley o el Reglamento prevalecerán las disposiciones de estos, aplicando en todo caso el principio de jerarquía legal. Asimismo, cualquier omisión de estos términos de referencia, relativa a aspectos definidos en la Ley y el Reglamento en materia de tarifas se entenderá incorporada a los TdR., es decir cualquier tema que haya sido definido en la Ley y/o en el Reglamento, concerniente al tema de definición y cálculo de tarifas, y que no haya sido explicitado en estos Términos de Referencia se toma como ya definido y dado mediante lo citado en la normativa vigente.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

1.9 ADENDA A LOS TDR

Los presentes Términos de Referencia podrán ser modificados y ampliados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por medio de adendas que se emitirán siempre y cuando convengan con el desarrollo del estudio.

2 ETAPA A- ESTUDIO DE DEMANDA

2.1 OBJETO

Esta Etapa está dividida en dos Módulos:

- **Modulo A.1 – Proyección de la Demanda:** Tiene como objeto definir el número y el crecimiento porcentual de las cantidades de usuarios de cada tipo de tarifa y su consumo para el período 2012 – 2019.
- **Modulo A.2 - Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero:** Tiene como objeto determinar la distribución geográfica de la demanda del año base a fin de desarrollar la configuración óptima de las correspondientes redes de MT y BT para distintos rangos de densidad de carga.

Modulo A.1 - Proyección de la Demanda

2.2 DATOS HISTÓRICOS

El análisis deberá efectuarse con datos históricos del período 2002-2011, y proyectarse para el período 2012 - 2019.

2.2.1 CLASIFICACIÓN DE USUARIOS

Los usuarios del Distribuidor deberán clasificarse por nivel de tensión y categoría tarifaria, indicando su número de identificación, consumo de energía anual registrada y demanda máxima registrada (para usuarios con tarifa de energía y potencia), como sigue:

- Baja Tensión Simple Social (BTSS)
- Baja Tensión Simple (BTS)
- Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)
- Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)
- Baja Tensión Horaria (BTH)
- Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)
- Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)
- Media Tensión Horaria (MTH)
- Usuarios de Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)
- Usuarios de Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)
- Alumbrado Público (AP)

2.3 METODOLOGIA - PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Se enuncian a continuación las pautas a seguir para la proyección de la demanda de los distintos tipos de usuarios por Área de Estudio y para cada año del período 2012-2019.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

2.3.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN

Los cálculos de las proyecciones de la Demanda de Energía, se realizarán por dos enfoques complementarios: a) modelos autorregresivos, y b) modelos estructurales, comúnmente denominados modelos de espacio-estado. Si bien estas metodologías pueden conducir a diferentes resultados, se propone la utilización de dos métodos a los efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos más allá del método utilizado.

La selección del modelo econométrico más adecuado estará basada en el error cuadrático medio (ECM) de los pronósticos para un horizonte de proyección de h períodos hacia adelante. El criterio habitual consiste en seleccionar aquel modelo que permita obtener un ECM mínimo entre las distintas alternativas consideradas. Una vez seleccionado el modelo de proyección cuyos resultados arrojen el menor error cuadrático medio, este deberá ser validado o confrontado mediante la utilización de un tercer estudio analítico.

Para plantear los diversos modelos se tendrán en cuenta las propiedades estadísticas de las variables bajo estudio (presencia de raíz unitaria, cambios estructurales, etc.). Del mismo modo, en todos los casos se deberá evaluar la inclusión de variables explicativas -tales como los costos de la energía y/o alguna variable que refleje el nivel de producción de la economía, para calcular proyecciones de la demanda y variables demográficas para las proyecciones del número de clientes-, siempre que su incorporación al modelo de pronósticos produzca una mejora en la calidad de las proyecciones, traducido en una reducción del ECM. La evaluación de la inclusión de variables explicativas a los modelos de pronóstico, así como los resultados y conclusiones del consultor en cuanto a su inclusión, deberán presentarse dentro del contenido del informe de etapa.

Finalmente, el método que se utilizará será el que arroje el menor error cuadrático medio (ya sea autorregresivo o estructural). El estudio analítico servirá únicamente para validar los resultados que arroje el método escogido en base al tamaño de su error.

2.3.2 CRITERIOS A CONSIDERAR EN EL ANÁLISIS:

2.3.2.1 USUARIOS RESIDENCIALES (BTS y BTSS)

Para el cálculo de proyecciones del número de clientes se evaluará la incorporación de información referida a indicadores demográficos (cantidad de habitantes, cantidad de hogares, etc.) para el período de análisis. Cabe destacar que estos datos auxiliares son estimados para los períodos intercensales, están disponibles con periodicidades anuales y desagregadas geográficamente hasta el nivel de departamento.

Además, para estos clientes se plantearán diversos escenarios referidos a la normalización de usuarios ilegales con bajos consumos iniciales a los efectos de estimar el impacto de esta política sobre el nivel de demanda proyectado.

Deberá efectuarse una proyección del número de usuarios y consumo por usuario. A partir de estas estimaciones deberá determinarse la demanda total de energía proyectada para este segmento.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

2.3.2.2 ALUMBRADO PÚBLICO

En cuanto a la energía consumida en concepto de Alumbrado Público, para su proyección, se debe considerar la energía consumida por el balastro.

2.3.2.3 USUARIOS CON MEDICIÓN DE DEMANDA Y USUARIOS DE PEAJE EN FUNCION DE TRANSPORTISTA

Los usuarios con Demanda (BTDp, BTDfp, BTH, MTDp, MTDfp, y MTH), y los usuarios de Peaje en Función de Transportista de Baja y Media Tensión que, por su magnitud de demanda (kW), localización y/o características atípicas deberán ser reportados en forma particular. Entre ellos deberán incluirse los grandes hoteles y centros comerciales, los grandes consumos industriales, las plantas de bombeo para riego, etc. En el proceso de optimización dichas cargas serán incluidas al modelo de optimización, verificando la consistencia de los dimensionamientos de la Red de Baja Tensión y Media Tensión para que no exista un sobredimensionamiento en las Redes provocado por la existencia de dichas cargas singulares.

Se deberán considerar en el análisis la inclusión de variables económicas como explicativas al modelo de pronósticos a los efectos de mejorar los resultados.

Para cada una de las Cargas Singulares deberá recopilarse la siguiente información, siempre que se disponga de la misma:

- Coordenadas geográficas
- Clasificación por uso
- Energía anual vendida
- Demanda máxima, día y hora de ocurrencia

Se deberá considerar además el saldo entre el ingreso de nuevos usuarios y la desconexión de usuarios existentes, evaluando, particularmente para Cargas Singulares dentro del área servida los siguientes casos:

- Proyectos en etapa de construcción,
- Solicitudes firmes de suministro,
- Proyectos de factibilidad cierta,
- Compromisos de inversión con financiamiento asegurado,
- Posibilidad de desconexión por autogeneración u otro suministro alternativo.

2.3.3 DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA

Finalmente, las proyecciones para la demanda total de energía para cada una de las distribuidoras se calcularán considerando las siguientes dos estrategias:

- **MODELO GENERAL O AGREGADO:** consiste en la proyección de la Demanda Total de Energía, sin considerar la demanda de los distintos segmentos de mercado (según tarifa de energía eléctrica).
- **Modelo Desagregado:** consiste en la proyección de la demanda de energía para cada uno de los segmentos. En todos los casos el horizonte de pronóstico considerado para las proyecciones de la demanda de energía y el número de clientes se extiende hasta el año final de aplicación del próximo pliego tarifario (quinquenio comprendido entre el período comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de enero de 2019).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

2.3.4 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

- Se deberá presentar, adicionalmente, el Balance de Energía y Potencia real para el año base de la distribuidora, en donde las ventas de la distribuidora y sus respectivas pérdidas sean el reflejo de la realidad y cuadren con la información reportada por el AMM en cuanto a la medición en la entrada de la red de la distribuidora.
- El punto de partida del balance real será la energía de entrada registrada por el AMM, así como las ventas efectuadas en el año base a los distintos usuarios de la distribuidora, por lo que el balance real se deberá ajustar a través de los distintos tipos de pérdidas que se dan en la red del distribuidor.

2.4 CONTENIDO DEL INFORME DE MODULO A – PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Este Informe deberá contener la información base que soporte los datos utilizados para elaborar las proyecciones de esta etapa, desarrollo metodológico, criterios, memorias de cálculo en archivos Excel que sean perfectamente replicables, y resultados para las siguientes actividades:

- Proyección de la cantidad de usuarios, energía y potencia, con desagregación por tarifa y la indicación del valor resultante para cada una de las áreas de estudio establecidas por nivel de tensión. Dicho cálculo debe incluir a los usuarios que pagan peaje en función de transportista.
- Tasa de crecimiento de la demanda discriminada en su componente vertical y horizontal para cada una de las áreas estudio.
- Proyectos o grandes demandas esperadas, de acuerdo a:

No.	Nombre del Proyecto	Características del proyecto	Dmax. MW	Ubicación			Año de Entrada en Operación	Coordenadas X, Y (UTM)
				Depto.	Municipio	Zona		

- Proyección energía y potencia máxima a nivel de distribuidora.
- Balance de Energía y Potencia Real para el año base de la Distribuidora y proyectado hacia el final del quinquenio.

Modulo A.2 - Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero

2.5 DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA EN ÁREAS URBANAS EN DAMERO

En primer lugar deberán delimitarse cada una de las Áreas Urbanas en Damero. Se consideran áreas urbanas en damero aquellos agrupamientos urbanos de más de 1000 x 1000 metros.

En las Áreas Urbanas en Damero es posible definir y optimizar distintas configuraciones regulares de redes de MT y BT, a diferencia de otras áreas, donde el recorrido de los



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

alimentadores de MT debe adecuarse generalmente a los trazados de caminos y aspectos geográficos.

A los fines del estudio deberán aplicarse a cada una de ellas, en principio, cuadrículas de 400 x 400 m para las zonas de alta densidad, de 200 x 200 m para zonas de media densidad, de 100 x 100 m para zonas de baja densidad y de 50 x 50 m para zonas periféricas. El tamaño de las cuadrículas deberá adecuarse a la disponibilidad de información georeferenciada y al manzanado de manera de evitar distorsiones motivadas por la concentración de la información y/o por la utilización de cuadrículas pequeñas en relación con el manzanado. En el Anexo 1 se presenta un ejemplo de la delimitación de las áreas según la densidad de demanda.

En el Estudio, se deberá utilizar la información georeferenciada de los clientes de MT y BT del Distribuidor. En el caso de no disponer de esta información para los usuarios de BT se utilizará la información georeferenciada del poste donde se alimenta la acometida del usuario o del Centro de Transformación MT/BT al cuál se encuentra conectado.

Deberá determinarse la demanda máxima en MT y BT en cada cuadrícula en la red del Distribuidor (se deben elaborar dos escenarios, uno incluyendo a los Grandes Usuarios conectados a la red de la Distribuidora y otro sin incluirlos), agregando las curvas de carga de los usuarios de cada una de ellas, agregando las pérdidas en transformación MT/BT y en distribución en BT asignables a los usuarios de BT (sólo para definir la demanda en MT).

La relación entre la potencia calculada para cada nivel de tensión y el área de la cuadrícula correspondiente a cada rango de densidad de carga constituirá su densidad de carga para cada nivel de tensión. Se utilizará para la zonificación los resultados de Densidad obtenida para el nivel de Media Tensión.

Con base en el análisis de los resultados obtenidos de la Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero, la Distribuidora propondrá los rangos de Densidades a utilizar. Estos rangos deberán responder a normas y criterios constructivos de la Distribuidora, y a las mejores prácticas de Ingeniería en el desarrollo de redes.

La CNEE analizará dicha propuesta bajo los siguientes criterios:

- i) Mejores prácticas en el desarrollo de redes de distribución.
- ii) Criterios constructivos.
- iii) Identificación de aspectos y particularidades en el desarrollo de la red de distribución de la empresa.
- iv) Cantidad de instalaciones por tipo constructivo (ej; aéreo, subterráneo, etc.).
- v) Información proporcionada por la distribuidora sobre el mercado y su distribución espacial.
- vi) La información obtenida mediante la Norma de Requerimientos de Información para los Estudios del Valor Agregado de Distribución (EVAD), Resolución CNEE-50-2011
- vii) Otros aspectos que resulten relevantes en esta etapa del estudio.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Posterior al análisis, la CNEE será quien definirá los rangos de densidades a aplicar en el Estudio.

2.6 CONTENIDO DEL INFORME DE MODULO A.2 - DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA EN ÁREAS URBANAS EN DAMERO

Este Informe deberá contener la información base, desarrollo metodológico, criterios, memorias de cálculo en archivos electrónicos que sean perfectamente replicables y resultados para las siguientes actividades:

- Distribución espacial de la demanda del año base, en cada uno de los dameros urbanos.
- Distribución espacial de la demanda al final del periodo tarifario, en cada uno de los dameros urbanos
- Definición de las Áreas de Estudio. Mínima desagregación en áreas urbanas y rurales.
- Para cada una de los AUD definidas tanto para el año base del estudio como para el año final del quinquenio (2019) se deberá presentar a manera de resumen la siguiente información:

Banda Isodensa		Carga máxima (MW)		Superficie (km ²)	Densidad (MW/km ²)	
Definición	Rango (MW/km ²)	MT	BT		MT	BT
Muy alta	$d \geq A$	W_1	X_1		Y_1	Z_1
Alta 1	$B \leq d < A$					
Alta 2	$C \leq d < B$					
Media	$D \leq d < C$					
Baja	$d < D$					

- Para cada una de las áreas rurales y especiales definidas tanto para el año base del estudio como para el año final del quinquenio (2019) se deberá presentar a manera de resumen la siguiente información:

Área	Demanda (MW)		Área (km ²)
	BT	MT	
Rural			
Protegida			
Otros			



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

3 ETAPA B - VALORES EFICIENTES DE REFERENCIA

3.1 OBJETO

El objeto de esta etapa es la determinación de los valores unitarios de referencia, para determinar los valores de eficiencia de materiales, mano de obra y otros.

3.2 COSTOS DIRECTOS

3.2.1 MATERIALES Y EQUIPOS

Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por CNEE mediante las Resoluciones CNEE-223-2012 y CNEE-3-2013.

3.2.2 MANO DE OBRA

Los valores eficientes reconocidos por mano de obra, se calcularán de acuerdo a los siguientes criterios:

- Deberán surgir de valores de mercado que una empresa eficiente debería pagar por contratar la construcción y montaje por categoría salarial.
- Deberán contemplar la contratación de empresas tanto guatemaltecas como del mercado centroamericano.

Estos costos deberán considerarse como no transables.

3.2.3 REMUNERACIONES

Para la definición de las remuneraciones a utilizar en el estudio se contratará con empresas de primera línea una encuesta de remuneraciones del mercado general para cada uno de los puestos corporativos y operativos de la empresa. Estas remuneraciones deberán reflejar los costos totales anuales a nivel de la Empresa Distribuidora.

3.2.4 VEHÍCULOS Y EQUIPOS DE MONTAJE

Deberán considerarse los vehículos utilitarios (camionetas tipo *pick-up* y camiones), así como los equipos necesarios para la construcción y el montaje (grúas móviles) y seguirse los siguientes criterios:

El costo horario de cada tipo de vehículo deberá contemplar los siguientes conceptos:

- Costo de capital, calculado sobre la base de la vida útil estimada y de una tasa de descuento razonable, que no podrá superar la TAI.
- Costo de combustible en la fecha de referencia de este Estudio.
- Costo de mantenimiento.
- Costos varios (seguro, impuestos de circulación, etc.).

Los valores a reconocer máximos serán los siguientes:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Descripción	Pick Up	Camión 4 Toneladas	Camión 10 Toneladas	Grúa 2.5 Toneladas	Grúa 9.5 Toneladas
Tipo de Combustible	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Consumo de Combustible (Km/galón)	37	27	19	24	24
Costo de Mantenimiento Anual	10%	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%
Costos Varios Anuales	6%	6%	6%	6%	6%
Costos Estructura Contratista Anual	10%	10%	10%	10%	10%

*Los porcentajes se calculan sobre el valor del vehículo o equipo de montaje.

3.3 OTROS COSTOS RECONOCIDOS

Dentro de las Unidades Constructivas podrán reconocerse los costos no asignables directamente a materiales o a mano de obra; enumerados a continuación.

3.3.1 COSTOS ASOCIADOS A LOS COSTOS DIRECTOS

Los costos asociados a los Costos Directos son los siguientes:

- **Costo de stock:** es el correspondiente al almacenamiento de materiales y equipos utilizados en la construcción (almacenes, seguros, personal, etc.). Se tomará como referencia un costo de stock del 4,5%, dentro del cual no se incluye el costo financiero por capital inmovilizado. Dicho costo se toma en cuenta mediante la alícuota de intereses intercalares.
- **Imprevistos:** Se considerará un 5% en concepto de Imprevistos aplicable sobre el costo de materiales, mano de obra y vehículos y equipos de montaje.

3.3.2 COSTOS INDIRECTOS

Los Costos Indirectos son los costos asociados a la ingeniería y recepción del proyecto, los gastos generales de la distribuidora asignados a inversiones y los intereses intercalares (que representan el costo de financiamiento de las obras hasta su puesta en servicio).

Se tomaran como referencia los siguientes valores de Costos Indirectos:

- **Ingeniería e Inspección de Obra:** 8% del costo de materiales, mano de obra y vehículos y equipos de montaje, lo cual incluye 1.5% en concepto de costos de ingeniería, 1.5% de costos supervisión y 5% de costos de administración.
- **Intereses intercalares:** Se han definido los intereses intercalares de acuerdo a la duración de los distintos tipos de obras.

	Obras de BT	Obras de MT
Intereses intercalares	0.78%	1.39%

En todos los casos, dicho porcentaje se aplica sobre el costo de materiales, mano de obra y vehículos y equipos de montaje.

Teniendo en cuenta que las redes se construyen a lo largo de vías públicas, en general no requieren el pago de servidumbres. En consecuencia no deberá asignarse costo alguno por tal concepto a las Unidades Constructivas. En el Estudio se podrán justificar casos especiales, los cuales deberán ser plenamente documentados, mediante contrato de servidumbres, acta notarial y escritura de inscripción en el Registro Civil.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

A manera de simplificación, se considerará que todos estos "otros costos" pertenecen a la categoría de bienes no transables.

Para el reconocimiento de costos de suministro se deberá atender lo estipulado en el artículo 83 del Reglamento.

3.4 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA B

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Documentación que permita verificar y sustentar los valores cuyo reconocimiento se requiere.
- Propuesta de valores a considerar en esta etapa como óptimos y metodología de cálculo de los valores que se presentan.
- Memorias de cálculo en archivos Excel que sean perfectamente replicables de los valores que se proponen en esta etapa.

4 ETAPA C - OPTIMIZACIÓN DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR Y ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

Modulo C.1 – Optimización de la Red del Distribuidor

4.1 OBJETO

Esta etapa tiene como objeto optimizar la red del Distribuidor, adaptándola a la demanda, a fin de determinar el costo de capital de una red de distribución de una Empresa Eficiente de Referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga, verificando sus niveles de eficiencia, calidad y determinar las pérdidas de potencia y energía de la red optimizada para el año base, según lo establecido en la Ley y el Reglamento.

El proceso de optimización deberá minimizar el costo de distribución, que comprende los costos anuales de inversión (VNR), de explotación y de pérdidas, considerando la TAI que la CNEE determine y un horizonte según la vida útil típica de instalaciones de distribución, cumpliendo con los índices de Calidad de Regulación de Tensión y del Servicio Técnico establecidos en las NTSD.

4.2 DEFINICIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS ÓPTIMAS Y/O UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA EL DESARROLLO DE REDES

En el Informe de Etapa, se deberán justificar las tecnologías óptimas a utilizar para el desarrollo de las Redes eficientes en función de los requerimientos para cada una de las densidades resultantes del Estudio de la Demanda con las particularidades del área atendida. A tal efecto deberá analizar los costos anuales de inversión y de operación y mantenimiento, de pérdidas y de energía no suministrada, correspondiente a cada una de aquéllas.

Entre los componentes de Unidades Constructivas a comparar deberán considerarse los siguientes:

- Media Tensión Aérea Urbana / Rural
- Media Tensión Subterránea Urbana
- Subestaciones de Distribución Urbanas / Rurales

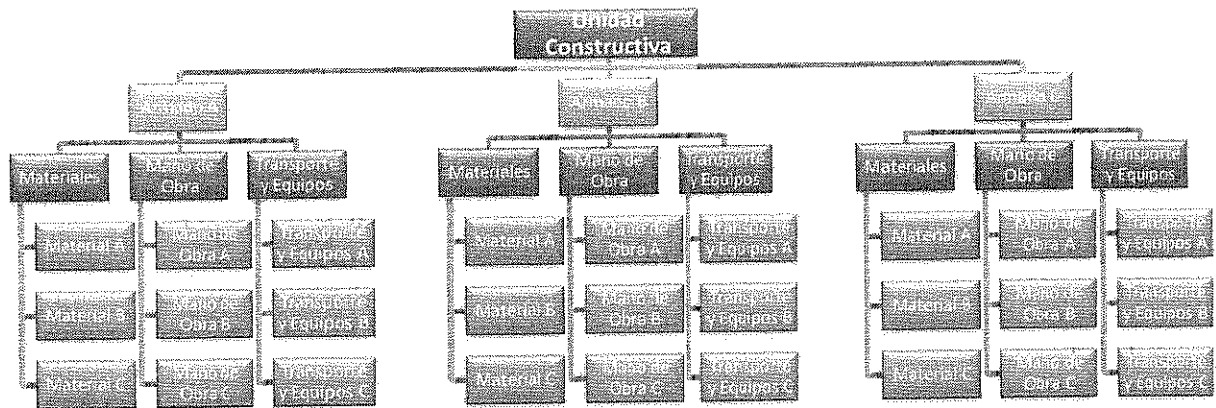
- Baja Tensión Aérea Urbana / Rural
- Baja Tensión Subterránea Urbana
- Acometidas y Medidores
- Otros

4.3 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

4.3.1 DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Una Unidad Constructiva (UCC) es la compuesta por un conjunto de armados o materiales, que integrados entre si cumplen con un propósito específico por unidad de kilometro. De tal forma que cada armado está constituido por materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje; y que facilitan el diseño de instalaciones eléctricas de distribución de manera sencilla, ordenada y uniforme.

A continuación se presenta de manera esquemática la forma en que se determinación o integra una Unidad Constructiva:



En el costo de la UCC se incluyen además de los valores eficientes de los materiales, los costos directos que permiten que los diferentes componentes físicos puedan ser puestos en servicio.

El diseño de la red eficiente debe basarse en el uso de Unidades Constructivas eficientes, es decir, que usen las mejor tecnologías disponibles y que sean dimensionadas económicamente. Ellas serán, en principio, las siguientes:

- Líneas aéreas de MT de distintas tensiones, tipos y con distintas secciones de conductor, incluyendo las que comparten estructuras con líneas de AT
- Redes subterráneas de MT de distintas secciones.
- Centros de transformación MT/BT de distintas tensiones, tipos y potencias, considerando 4 salidas por Centro de Transformación.
- Líneas aéreas de BT con distintos tipos y secciones de conductor, incluyendo las que compartan sus estructuras con líneas de MT y AT.
- Redes subterráneas de BT de distintas secciones.
- Seccionadores fusibles de MT de distintas tensiones y corrientes nominales.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

- Seccionadores de MT de distintas tensiones y corrientes nominales.
- Reconectores de MT de distintas tensiones y corrientes nominales.
- Bancos de condensadores de MT de distintas tensiones y potencias.
- Reguladores de tensión de distintos tipos y capacidades.

Según se establece en el artículo 52, de la Ley General de Electricidad, el adjudicatario está obligado a dar servicio mediante líneas aéreas. Si el Municipio o cualquier interesado requieren distribución por un medio que resulta más costoso que el usual, la diferencia de costos de inversión deberá ser absorbida por el interesado, pagándosela directamente al adjudicatario. Esto se debe tener en consideración en la definición de las Unidades Constructivas de la Distribuidora.

En el caso de áreas especiales (reservas naturales, culturales ó arqueológicas), deberá justificarse el uso de una tecnología ad hoc para las mismas. En todo caso la cantidad de kilómetros de redes subterráneos óptimo no debe ser nunca mayor al valor real. No se reconocerán en este estudio líneas subterráneas que no son necesarias de acuerdo a la normativa vigente.

4.3.2 COMPOSICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresaran por kilómetro.

Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – hombre, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo.

En el anexo 2 se presenta el formato para presentar la conformación de las unidades constructivas.

4.3.3 CÓMPUTO DE RECURSOS POR CONJUNTO

Cada uno de los conjuntos que constituyen una Unidad Constructiva estará constituido por varios materiales, cuyos valores eficientes deberán ser los aprobados por CNEE. Por ejemplo, para una estructura de alineación ellos serán:

- Estructura,
- Cruceros,
- Aisladores, con sus pernos, arandelas y tuercas.

Para cada conjunto deberán computarse todos los materiales a usar, la cantidad eficiente de horas-hombre de mano de obra (discriminada porcentualmente en las categorías definidas en la matriz de remuneraciones) y la cantidad de horas de vehículos y equipos de montaje (discriminada en cada uno de los ítem definidos en el rubro Vehículos y Equipos de Montaje).

4.3.4 VALORES EFICIENTES DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Con los valores eficientes de referencia de materiales definidos por CNEE, valores de mano de obra y vehículos y equipos de montaje eficientes, deberán determinarse los

RS



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

costos de cada una de las Unidades Constructivas definidas según lo establecido anteriormente.

4.4 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El análisis a efectuar deberá incluir, como mínimo, las actividades enunciadas a continuación:

- 1) Selección de las configuraciones óptimas en MT y BT
- 2) Selección de las tecnologías óptimas.
- 3) Selección del material y calibre óptimos de conductores de MT y BT.
- 4) Optimización de las redes de distribución.
- 5) Verificación de los índices de Calidad de Regulación de Tensión y del Servicio Técnico.
- 6) Equipamiento de medición
- 7) Otros activos
- 8) Cálculo del VNR.

4.4.1 CONDICIONES DE CÁLCULO

En todos los casos deberán cumplirse las siguientes condiciones:

- El análisis deberá partir de la distribución espacial de la demanda realizada en el Informe de Etapa A.
- La red de distribución deberá diseñarse considerando los valores de factor de potencia de los usuarios establecidos en las NTSD.
- Los valores eficientes de referencia de materiales, deberán ser los que apruebe CNEE.
- La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución, se considera para las Redes de Media Tensión una vida útil de 30 años, para la Red de Baja Tensión 25 años, para el equipamiento de protección y maniobra de Media y Baja Tensión una vida útil de 15 años y para sistemas de información una vida útil de 7 años.
- El costo de la energía no suministrada deberá calcularse con un valor unitario de diez (10) veces la tarifa BTS vigente en la ciudad de Guatemala a la Fecha de Referencia.

4.4.2 SELECCIÓN DE LAS CONFIGURACIONES ÓPTIMAS EN MT Y BT

4.4.2.1 REDES DE MT

Para las redes de MT se utilizará el nivel de tensión actual, eventualmente teniendo en cuenta la longitud y densidad de carga de los alimentadores podría justificarse el cambio de nivel de tensión. Asimismo deberá analizarse el costo anual de distintas conexiones del neutro, entre rígida a tierra y aislada, y eventualmente justificar las condiciones de utilización de cada una.

Para la alimentación de cargas monofásicas rurales deberá compararse el costo anual de líneas monofásicas y trifásicas, estableciendo los límites de uso de cada una de ellas.

4.4.2.2 REDES DE BT

En el caso de las redes de BT se deberán evaluar todos los niveles de tensión permitidos en la normativa vigente, para diseñar la red con el que mejor corresponda a una red



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

dimensionada óptimamente. Por ejemplo: Se debe evaluar entre un sistema trifilar y tetrafilar (ambos permitidos por la normativa), y escoger la mejor opción desde la evaluación técnica y económica, no importando si el sistema real de la distribuidora utiliza un sistema trifilar o tetrafilar.

Para la alimentación de cargas monofásicas rurales deberá evaluarse la conveniencia del uso de líneas de BT monofásicas, bifásicas o trifásicas, estableciendo en cada caso las potencias límites de los correspondientes centros de transformación MT/BT.

4.4.3 OPTIMIZACIÓN DE REDES

Las redes a optimizar, siguiendo los criterios expuestos, deberán incluir las siguientes instalaciones, que deberán analizarse en conjunto por la correlación de costos, existente entre ellas:

- Alimentadores de MT
- Centros de transformación MT/BT
- Redes de BT

La potencia de los centros de transformación y la sección de los conductores de BT y MT deberán ser suficientes para satisfacer para el año base, la demanda máxima en el área, ya sea medida (en usuarios con medición de demanda) o definida según los factores de coincidencia ECC. En el proceso de optimización, se deberá de proponer un Factor de Utilización que cubra la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el período tarifario en condiciones técnicas y económicas. Dicho factor deberá estar sustentado técnicamente de acuerdo con las prácticas de ingeniería.

Las únicas instalaciones existentes que no serán sometidas al proceso de optimización serán las Subestaciones AT/MT, cuya ubicación será una condición de borde para el cálculo. Como corolario de éste deberán verificarse las condiciones de carga de los transformadores a fin de cumplir con los valores de calidad establecidos en las NTSD.

La carga relacionada al alumbrado público, la cual, como se mencionó anteriormente, debe considerar la energía consumida por el balastro del alumbrado público, deberá tomarse en cuenta para el dimensionado de los componentes de las redes de MT y BT. En el cálculo del VNR se deberán excluir los costos asociados a instalaciones de Alumbrado Público de acuerdo a lo establecido en el Artículo 83 del RLGE.

Deberán elaborarse diversas configuraciones topológicas y tecnológicas, calculando para cada una de ellas sus costos de inversión, de operación y mantenimiento, de pérdidas y de energía no suministrada en cumplimiento de las normativas de calidad vigentes. Los resultados deberán ser presentados en forma de cuadros y gráficos que permitan seleccionar la alternativa de mínimo costo de la prestación del servicio para el usuario.

Como resultado deberá elaborarse un cuadro resumen comparativo de las cantidades totales de instalaciones eficientes adaptadas a la demanda respecto de las actualmente existentes y calcularse el VNR de las primeras.

PS



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

4.4.3.1 ÁREAS URBANAS EN DAMERO

El procedimiento a utilizar para la optimización de las áreas urbanas en damero deberá estar debidamente justificado y sustentado. A continuación se presentan los lineamientos para la realización de la optimización en las Áreas Urbanas en Damero.

Para cada uno de los rangos de densidades de demanda definidos según lo requerido en la Etapa A deberán seleccionarse áreas unitarias de tamaño suficiente, según las prácticas de ingeniería, como para desarrollar una red óptima de MT y BT que pueda ser extrapolada a todas las zonas dentro del mismo rango de densidades. En ningún caso su tamaño podrá ser inferior a un (1) kilómetro cuadrado.

Para cada rango de densidad, se definirán los parámetros medios característicos de cada una de las áreas, con el fin de reflejar las características particulares tales como manzanado de dimensiones atípicas o conformación irregular.

El manzanado sobre el cual deberá desarrollarse la red deberá extraerse de la realidad (Google Earth o sistemas similares).

Se deberá proponer la metodología a emplear a fin de optimizar el recorrido del o de los alimentadores troncales de MT y el calibre de sus conductores. Una alternativa en tal sentido podrá ser el empleo de un método iterativo, considerando inicialmente cada área representativa en forma independiente, optimizando las redes de MT y de BT en su interior. En etapas sucesivas podrán optimizarse los alimentadores troncales en conjunto tomando en cuenta la ubicación real de las Subestaciones AT/MT y las áreas de distintas densidades que alimenten, con sus ubicaciones y dimensiones reales.

Para cada una de dichas áreas deberán definirse distintas alternativas de configuración de redes de BT y de MT que deberán ser evaluadas en conjunto mediante un modelo matemático que permita su optimización técnico-económica realizando, como mínimo, las siguientes operaciones:

- Representación de las características de la red,
- Minimización de los costos anuales de inversión, de operación y mantenimiento y de pérdidas,
- Evaluación de las características de los alimentadores de MT y de la ubicación y potencia de los centros de transformación MT/BT, y
- Verificación de los niveles de calidad establecidos en las NTSD.

En el Informe, se deberá hacer una descripción explícita de la metodología de cálculo utilizada y entregar copia del modelo a la CNEE con la finalidad de que ésta verifique la validez de los datos, del modelo y de los resultados obtenidos.

Los resultados obtenidos para cada una de las áreas unitarias analizadas deberán extrapolarse a toda el área de igual rango de densidad y de demanda de cada una de las Áreas Urbanas en Damero en función de su superficie.

En caso la Distribuidora lo considere conveniente y dada la disponibilidad de información con que cuenten de la red de la Distribuidora, se podrá realizar una optimización del 100% de las instalaciones de Media Tensión (MT) y Transformación Media/Baja (TMB) asociada, siempre y cuando siga los criterios básicos establecidos en la presente Resolución. En



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

dicho caso, la Distribuidora previamente, deberá solicitar a CNEE la aprobación de dicha opción, y deberá de entregar un resumen en donde se indique los resultados de los ratios optimizados que se obtuvieron del Estudio.

A manera de ejemplo, en los casos que se haga la optimización del 100% de las instalaciones de red, se deberá presentar la información resultante de la siguiente manera:

	Densidad	MAD	AD1	AD2	MD	BD	
RED MT	Ratio						
Monofásica_MT_U	km/km2						
Bifásica_MT_U	km/km2						
Trifásica_MT_U	km/km2						
CENTRO MTBT	Ratio	MAD	AD1	AD2	MD	BD	
1x5	#/km2						
1x10	#/km2						
1x15	#/km2						
1xetc.	#/km2						
RED BT	Ratio	MAD	AD1	AD2	MD	BD	
Monofásica_BT_U	km/km2						
Bifásica_BT_U	km/km2						
Trifásica_BT_U	km/km2						
Equipos	Ratio	MAD	AD1	AD2	MD	BD	
Base seccionador fusible	#/km2						
Recloser en sf-6	#/km2						
Seccionador 13,2 kv	#/km2						
Equipos de medición	#/km2						

4.4.3.2 OPTIMIZACIÓN DEL RESTO DE LA RED

Para las áreas en las cuales el desarrollo de la red no se corresponda al desarrollo geométrico utilizado en el modelo de optimización descrito para las áreas en Damero, deberá utilizarse un modelo matemático que permita optimizar el Sistema Eléctrico de estas áreas, caracterizadas principalmente por redes de Distribución de MT Radiales.

Para la instalación de BT se optimizará la potencia de transformación instalada y los calibres de los conductores de la red de BT manteniendo cantidades y topologías existentes que se obtendrán a partir de los datos de la empresa o de relevamientos de muestras en el caso de no existir información.

4.4.4 EQUIPOS DE RED

El proceso de optimización de las redes de MT y BT podrá incluir en el cálculo del VNR de MT equipos de red tales como:

- Condensadores para corregir el factor de potencia



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

- Reguladores de tensión cuando la configuración de la red los requiera y se justifiquen económicamente
- Reconectores
- Seccionadores

Los valores unitarios de referencia a utilizar deberán ser los reconocidos de acuerdo a lo establecido en la Etapa B.

4.4.5 IDENTIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2014-2019

Para el análisis de la red óptima de distribución para el período tarifario para el área de concesión de la Distribuidora (2014-2019), se deben considerar como condiciones de borde en el modelo la nueva infraestructura de transmisión, subtransmisión y generación distribuida renovable) que entrara a operar en el período mencionado (ver Planes de Expansión de los Sistemas de Transporte y Generación de Energía Eléctrica impulsados en el sector por esta Comisión), así como los proyectos aprobados y que inicien su operación comercial durante el quinquenio 2014-2019.

Estas condiciones de borde deberán identificarse clara, detalladamente y por separado (se deberá separar dichos requerimientos de los requerimientos normales del estudio, y ellos mismos, deberán de estar desagregados por concepto – MT, BT, -) en el estudio. Indicándose el año de entrada en funcionamiento de cada instalación.

Los activos de Subtransmisión que se determinen, no se incluirán como parte del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la Distribuidora.

4.4.6 VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

El proceso de optimización de las redes de MT y BT deberá verificar que permitan cumplir con los requerimientos estipulados en las NTSD a nivel de usuarios de BT. A tal efecto deberán asignarse valores anuales de tasa de falla y de tiempo fuera de servicio a cada uno de los componentes principales de las redes de MT y BT.

Los valores a asignar deberán tomar como base la experiencia internacional de una empresa eficiente. Para la estimación del tiempo fuera de servicio podrán tomarse en cuenta características particulares del país y las dificultades de comunicaciones y/o de acceso que normalmente se presentan en ciertas zonas. Estos casos deberán ser justificados adecuadamente y asignarse a zonas perfectamente individualizadas.

Como mínimo deberán evaluarse los parámetros de salida de servicio de los siguientes componentes:

- Reconectores de MT
- Alimentadores de MT
- Seccionadores en ramales y derivaciones de MT
- Centros de transformación MT/BT
- Redes de BT
- Acometidas a usuarios de BT

RS



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Se deberá verificar el cumplimiento de los indicadores individuales y globales establecidos en la normativa de Calidad (NTSD) para los parámetros de Calidad de Servicio Técnico y Producto Técnico relacionados con la Red optimizada MT y BT. La Consultora deberá incluir en el estudio el detalle con la validación de los indicadores de Calidad de Producto Técnico y Servicio Técnico de la Red Eficiente y Cabeceras de los Circuitos de MT, que cumplan con las Normas de Calidad.

A fin de evaluar la calidad de servicio real de los usuarios del Distribuidor, deberán incluirse en el análisis las subestaciones AT/MT y sus interruptores de salida de MT, aunque no pertenezcan al Distribuidor. Esta evaluación deberá realizarse sólo a título informativo y no formará parte del proceso de optimización de redes de MT y BT.

4.4.7 ESTRUCTURAS COMPARTIDAS

En el Estudio se deberá admitir una reducción de inversiones por la utilización de un porcentaje a definir de estructuras compartidas por líneas de AT, MT, BT, y dobles circuitos. Para la definición del porcentaje, se deberá tomar en cuenta lo informado en relación a la Resolución CNEE-50-2011 ó la relevada de los muestreos de campo. De esta información se establecerán las siguientes relaciones sobre la base de la red existente:

- Cantidad total de estructuras de AT o MT compartidas con líneas de BT dividida entre la suma de esas estructuras y la cantidad total de postes de BT,
- Cantidad total de estructuras de AT compartidas con líneas de MT dividida entre la suma de esas estructuras y la cantidad total de postes de MT.

4.4.8 VNR DE ACOMETIDAS Y EQUIPOS DE MEDICIÓN

4.4.8.1 ACOMETIDAS A USUARIOS DE BT

Para el cálculo del VNR de las acometidas a usuarios de BT podrá seguirse el siguiente proceso:

- 1) Definición de la sección óptima de los conductores de acometida teniendo en cuenta su VNR unitario, sobre la base del Informe de Etapa B.
- 2) Definición de la cantidad de usuarios a los que se aplica cada uno de los tipos de acometida, sobre la base de su demanda máxima, ya sea medida (en usuarios con medición de demanda) o definida según los factores de coincidencia ECC. El cálculo deberá efectuarse para el año base.
- 3) Determinación de la longitud media real de acometidas. En caso la distribuidora no cuente con este dato, podrá realizarse un muestreo de la red de BT con el objetivo de determinar la longitud media real de las acometidas. Este muestreo deberá ser puesto a consideración de la CNEE antes de realizarse. Se deberá presentar una validación de la muestra a la CNEE, mediante pruebas de hipótesis en las cuales se compruebe que la muestra seleccionada es representativa de la población. Posterior a este análisis, la CNEE procederá a analizar la aprobación de la muestra seleccionada para este objetivo.
- 4) Cálculo del VNR de cada tipo de acometida, multiplicando su VNR unitario (calculado según el punto 1) por la longitud media de acometidas (punto 3) y por la correspondiente cantidad de usuarios determinada según el punto (2). La suma de los VNR para todos los tipos de acometidas constituirá el VNR total por este concepto.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

4.4.8.2 EQUIPOS DE MEDICIÓN

Para el cálculo del VNR de los equipos de medición de MT y BT deberá seguirse el siguiente proceso:

- 1) Definición del tipo eficiente de medidor para cada categoría tarifaria, teniendo en cuenta su VNR unitario sobre la base del Informe de Etapa B. Para categorías que requieran transformadores de medida deberá incluirse el VNR de éstos.
- 2) Para la determinación del medidor eficiente se debe realizar un estudio que incluya la valorización de las pérdidas en el tiempo y su vida útil.
- 3) Aplicación del VNR unitario del medidor por categoría tarifaria a la cantidad de usuarios de cada categoría prevista para el año base, discriminando usuarios de MT y de BT. La suma de los VNR para todas las categorías de MT y de BT constituirá el VNR total por este concepto para cada nivel de tensión.

4.4.9 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES DE TERCEROS Y PER

Se considerarán bajo este rubro las obras ejecutadas por terceros ó por el Gobierno (PER) y transferidas al Distribuidor con posterioridad a su privatización. Se trata de instalaciones cuya operación y mantenimiento está a cargo del Distribuidor y que pueden ser usadas por éste para la alimentación a nuevos usuarios (redes transferidas por empresas constructoras, generadores distribuidos, usuarios, etc.). Dentro de este concepto se deberán incluir también las instalaciones (cargas mayores a 75kVA) que los usuarios hubiesen efectuado por cuenta propia y que fueron cedidos en calidad de donación a la Distribuidora (Resolución CNEE-61-2004). Quedarán excluidas las instalaciones de terceros no transferidas al Distribuidor.

El VNR de esas instalaciones, optimizadas según los criterios expuestos en el punto 4.4, deberá ser descontado de los importes calculados en el punto 4.5 para el nivel de tensión que corresponda. A tal fin deberán usarse las cantidades optimizadas de Unidades Constructivas y los correspondientes valores unitarios eficientes reconocidos en el Informe de Etapa B.

Dicho análisis debe de presentarse lo más detallado posible, discriminando las instalaciones de MT y las de BT.

4.5 CÁLCULO DEL VNR

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) debe establecerse para el año base:

- Adicionando la valorización de las Instalaciones eficientes, con los costos de las unidades Constructivas correspondientes.
- Adicionando la valorización de los activos no eléctricos, que no fueron considerados en el estudio de Optimización de Redes descrito anteriormente.
- Adicionando el equipamiento de mediciones.
- Deduciendo las Inversiones de Terceros.

En todos los casos deberán discriminarse los importes correspondientes a MT y a BT y, dentro de ellos, los relativos a bienes transables y no transables.

En todas las Etapas del Estudio, la demanda, los activos, balances de energía y potencia y el VNR deberán desagregarse en rural y urbano.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

4.6 PREVISIONES SOBRE LA EVOLUCIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN EL PERÍODO 2014-2019,

La CNEE será quién definirá y proveerá a la distribuidora la estimación de precios en el mercado de electricidad para el próximo periodo tarifario (2014-2019). Esto con el objetivo de poder realizar las simulaciones necesarias y estimar el monto de las pérdidas óptimas derivadas de la red eficiente.

Modulo C.2 – Anualidad de la Inversión

4.7 OBJETO

El objeto de esta etapa será el cálculo de la anualidad de la inversión a reconocer sobre la base del costo de todas las instalaciones optimizadas del Distribuidor, desde las salidas de las subestaciones del STEE hasta la acometida y medición de cada uno de los usuarios.

4.8 CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

A partir de los valores de VNR calculados en la Etapa anterior, considerando las vidas útiles establecidas en estos términos de referencia, deberá obtenerse la anualidad utilizando la TAI.

A este valor deberá sumarse la cuota anual de reposición de instalaciones de terceros.

En todos los casos deberá mantenerse la discriminación para instalaciones de MT y de BT y las correspondientes componentes transable y no transable.

4.9 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL (FRC)

Para considerar el costo total a reconocer con respecto al capital, se utiliza el criterio de reconocer una renta sobre el valor neto del capital inmovilizado en los activos de servicio (VNR menos depreciación acumulada) más una amortización corriente proporcional al valor bruto (VNR). Además, se debe agregar como parte del costo de capital la alícuota que debe tributar la renta en concepto de impuesto a las ganancias. Este criterio es coherente con la utilización como base de capital del método de VNR. El Factor de Recuperación de Capital así definido, de aquí en adelante FRC, es la expresión matemática que incorpora ambos retornos: -sobre el capital (renta) y del capital (amortización). El cual, debe de calcularse de la manera siguiente:

$$FRC = (1 / T_o) + \frac{r * (T_a / T_o)}{2 * (1 - g)}$$

Donde:

FRC = Factor de Recuperación de Capital.

T_o = Vida Útil Promedio ponderada por el Costo de Reposición de los Activos de acuerdo a las definiciones dadas en el punto 4.4.1 del presente documento, Condiciones de Cálculo de la Evaluación Técnico-Económica de la Etapa de Optimización.

r = Tasa de Actualización aprobada por CNEE.

T_a = Período de amortización (= T_o).

g = Alícuota del Impuesto Sobre la Renta.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Patadium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

El factor de depreciación de los activos (2), se refiere a un indicador de cuánto esta depreciada la base de capital de la distribuidora. Este factor permite pasar de la base de capital bruta a la base de capital neta de depreciaciones. Siendo esta última la que debe remunerar a la TAI. Para los efectos de este Estudio se considera que el factor de depreciación de los activos de la distribuidora es igual al cincuenta por ciento (50%). La CNEE evaluará, y en su momento aprobará, el uso de otro valor para este factor de depreciación, siempre y cuando la Distribuidora demuestre fundamentado en la realidad de la empresa, el cálculo de otro valor.

Dicho FRC deberá utilizarse en el cálculo de la anualidad sobre el VNR, para que sea debidamente considerado el efecto del escudo fiscal del impuesto a las ganancias provisto por la amortización contable.

4.10 VALOR DE REPOSICIÓN DE INSTALACIONES DE TERCEROS O DONACIONES

El costo de capital a reconocer, será la componente representativa del valor de reposición de las obras, la cual, constituye la anualidad necesaria para efectuar su reposición al finalizar su vida útil. Se entiende como componente representativa del valor de reposición de las obras, la siguiente expresión:

$$\frac{r}{[(1+r)^{T_o} - 1]}$$

Donde:

- r = Tasa de Actualización aprobada por CNEE.
T_o = Vida Útil Promedio Ponderada en función del costo de los activos, de acuerdo a las definiciones dadas en el Punto 4.4.1 del presente documento, "Condiciones de Cálculo de la Evaluación Técnico-Económica de la Etapa de Optimización".

El resultado obtenido mediante esta fórmula, deberá tomar en consideración el efecto de los impuestos a través de dividir el resultado de la fórmula anterior dentro de (1-g), donde g será igual a la Tasa de Impuesto sobre la Renta vigente.

Se entiende que la anualidad así definida permite al operador formar un fondo de reserva acumulativo, que rentado a interés compuesto con una tasa igual a la de actualización r, alcanzará al final del tiempo de vida T_o el monto necesario para adquirir los activos a reponer.

Nunca la anualidad incluirá renta por estas instalaciones, ni en esta revisión tarifaria, ni en las revisiones tarifarias posteriores.

Deberán excluirse las instalaciones cuyo convenio de transferencia indique expresamente que la reposición no queda a cargo del Distribuidor.

4.11 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA C

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

MODULO C.1:

- Información de cada Unidad Constructiva:
 - Diseño constructivo básico con todos los detalles técnicos que permitan su interpretación funcional, el cómputo de sus conjuntos y componentes y la asignación de sus costos a los sistemas de MT y de BT.
 - Planillas de cálculo de recursos necesarios para cada conjunto de cada Unidad Constructiva, con detalle suficiente para poder evaluar su razonabilidad.
 - Memorias de cálculo del proceso de selección de tecnologías óptimas que sean perfectamente replicables, para cada Unidad Constructiva.
- Optimización de la red:
 - Esquemas eléctricos de la red actual y de la red optimizada, con ubicación de los centros de transformación MT/BT y de las cargas de MT, correspondan o no a usuarios del Distribuidor.
 - Memorias de cálculo de la optimización, incluyendo los correspondientes modelos y sus manuales, que permitan a la CNEE verificar y reproducir el proceso. Identificación de Instalaciones de Distribución, Subtransmisión y Generación Distribuida 2014-2019. Se deberá incluir el detalle anual de la red reconocida para expansión horizontal. Detallando los elementos de red, tales como los equipos de red MT y BT, Acometidas, Transformadores, etc.

MODULO C.2:

- Anualidad de la Inversión:
- Resumen del VNR de las instalaciones eléctricas totales desagregadas por:
 - ✓ Sistema de distribución eléctrica.
 - ✓ Acometidas y equipos de medición.
 - ✓ Instalaciones de terceros.
 - ✓ Instalaciones del PER.
- Resumen de las vidas útiles consideradas.
- Memorias de cálculo que puedan ser perfectamente replicables por CNEE.

5 ETAPA D - BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

5.1 OBJETO

El objeto de esta etapa será la elaboración de un balance de energía anual y de potencia óptimos en la hora de punta de la Distribuidora, que permita determinar las pérdidas eficientes en cada una de las etapas de distribución MT y BT, que son la base para el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias de cada una de esas etapas.

5.2 PROCESO DE CÁLCULO

El balance deberá mostrar los valores óptimos a reconocer a la distribuidora en cuanto a la energía y la potencia ingresadas a la red de MT, las pérdidas técnicas en MT, la energía y la potencia suministradas y facturadas a usuarios servidos en MT, la energía y la potencia ingresadas a BT, las pérdidas técnicas y no técnicas en BT y la energía y la potencia suministradas y facturadas en BT.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

El balance de energía y potencia deberá ser elaborado para el día de máxima demanda de la red de la Distribuidora, en el año base. Para el caso de potencia, deberá considerarse la demanda coincidente en las horas de punta del sistema.

5.2.1 ENERGÍA Y POTENCIA SUMINISTRADAS A USUARIOS DE BT Y DE MT

En función de los resultados del balance de energía y potencia óptimo deberá determinarse la energía suministrada a usuarios de BT y de MT, incluyendo los que pagan peaje en función de transportista.

Para el cálculo de las potencias a la hora de demanda máxima de la red del Distribuidor deberán utilizarse los respectivos factores de carga y de coincidencia determinados en el ECC.

5.2.2 PÉRDIDAS EN BT

5.2.2.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN ACOMETIDAS DE BT Y EN EQUIPOS DE MEDICIÓN

Las pérdidas técnicas de energía en acometidas a usuarios de BT deberán determinarse utilizando la siguiente información de cada uno:

- Categoría tarifaria,
- Energía consumida durante año base,
- Estrato de consumo según el ECC,
- Factor de carga según el mismo estudio,
- Factor de pérdidas correspondiente al factor de carga,
- Sección de la acometida óptima,
- Longitud media de acometidas según el área unitaria a la que pertenece el usuario.

Con la misma información de consumos individuales deberá calcularse la energía de pérdidas técnicas en equipos de medición.

El cálculo para cada usuario podrá ser reemplazado utilizando los parámetros del usuario medio de cada estrato del ECC.

El total de pérdidas técnicas por ambos conceptos en cada área de distribución deberá obtenerse mediante la suma de los valores anteriores extendida a todo el universo de usuarios correspondiente a aquélla. Sumando las pérdidas para todas las áreas se obtendrá el valor total para el Distribuidor.

5.2.2.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA

Las pérdidas técnicas de potencia de cada área de distribución resultarán del proceso optimización de las instalaciones en este nivel de tensión.

Las pérdidas de potencia se discriminarán en Líneas de BT y Centros de Transformación MT/BT.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Las pérdidas totales de la distribuidora, resultará del promedio ponderado -por demanda máxima- de cada área de distribución.

5.2.2.3 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN LÍNEAS DE BT

Las pérdidas anuales en las líneas de BT optimizadas, resultarán de aplicar a las pérdidas de potencia calculadas el correspondiente factor de pérdidas.

5.2.2.4 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

Las pérdidas anuales en los centros de transformación, resultarán de aplicar a las pérdidas de potencia calculadas, el correspondiente factor de pérdidas.

5.2.2.5 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

El porcentaje de pérdidas no técnicas de energía a reconocer y su evolución serán determinadas por la CNEE sobre la base de la información que suministre el Distribuidor. No se reconocerán valores ineficientes de pérdidas no técnicas. No se reconocerán pérdidas no técnicas en el nivel de MT.

5.2.3 ENERGÍA Y POTENCIA INGRESADAS A LA RED DE BT

La suma de los valores de energía calculados según lo establecido en los presentes TDR, permitirá obtener la energía anual ingresada a la red de BT. La suma de los correspondientes valores de potencia dará la demanda de potencia en punta en el ingreso a la red de BT.

Usando como referencia la energía y la potencia mencionadas, deberán calcularse los valores unitarios de pérdidas de energía y de potencia de BT, respectivamente, y los correspondientes factores de pérdidas medias, según definición del artículo 90 del Reglamento.

5.2.4 ENERGÍA Y POTENCIA INGRESADAS A CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

La suma de los valores de energía y potencia mencionados anteriormente, permitirá obtener la energía anual y la demanda de potencia en punta en el ingreso a los centros de transformación MT/BT.

5.2.5 ENERGÍA Y POTENCIA SUMINISTRADAS A USUARIOS DE MT

La energía medida y facturada por los usuarios de MT deberá calcularse como la suma de la energía anual de cada uno de ellos.

La potencia medida y facturada deberá ser la suma de la demandada por cada usuario en coincidencia con la hora de demanda máxima de la Distribuidora.

En ambos casos deberán discriminarse los usuarios de cada categoría tarifaria de MT y los usuarios de peaje en función de transportista.

5.2.6 PÉRDIDAS EN MT

5.2.6.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA

Las pérdidas técnicas de potencia en MT resultarán del proceso de optimización de las instalaciones para este nivel de tensión.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

5.2.6.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA

El cálculo de las pérdidas técnicas de energía en MT deberá calcularse aplicando a las pérdidas de potencia el correspondiente factor de pérdidas.

5.2.7 ENERGÍA Y POTENCIA INGRESADAS A LA RED DE MT

La suma de los valores de energía y potencia calculados según los puntos anteriores permitirá obtener la energía anual y la demanda de potencia en punta en el ingreso a la red de MT del Distribuidor.

Usando como referencia la energía y la potencia mencionadas deberán calcularse los valores unitarios de pérdidas de energía y de potencia de MT, respectivamente, y los correspondientes factores de pérdidas medias, según definición del artículo 90 del Reglamento.

5.3 DETERMINACIÓN DE FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS

Se deberá cuantificar los siguientes factores de pérdidas medias definidos en el artículo 90 del Reglamento utilizando los resultados del cálculo requerido según el proceso de cálculo definido en el punto anterior.

- FPPMT: Factor de Pérdidas medias de Potencia en la red de MT.
- FPPBT: Factor de Pérdidas medias de Potencia en la red de BT.
- FPEMT: Factor de Pérdidas medias de Energía en la red de MT.
- FPEBT: Factor de Pérdidas medias de Energía en la red de BT.

5.4 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA D

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Balance de energía y potencia del sistema eléctrico de distribución óptimo, para el año base del Estudio y proyección para el quinquenio.
- Memoria de cálculo de energía y potencia en cada nivel de tensión, que sea perfectamente repetible.

6 ETAPA E - COSTOS DE EXPLOTACIÓN

6.1 OBJETO

El objeto de esta etapa será la valoración de los recursos que consume un Distribuidor eficiente que cumple las funciones de distribución y de comercialización de la energía para operar adecuadamente su sistema, reponer la continuidad del servicio ante la presencia de fallas, realizar las labores de mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos e instalaciones que conforman sus redes de distribución y atender comercialmente a los usuarios, todo ello, referido al año base y la proyección para el quinquenio considerando valores eficientes del año base.

Para el cálculo, se deberá verificar el cumplimiento de los indicadores individuales y globales establecidos en la normativa de Calidad (NTSD), para los parámetros y actividades relacionadas con la Calidad de Producto Técnico, Servicio Técnico y Calidad Comercial.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

6.2 CLASIFICACIÓN

Los costos de explotación, que deberán ser evaluados a nivel del Distribuidor considerado como una unidad, son los definidos en los párrafos c) a h) del artículo 82 del Reglamento y comprenden:

- Costos Directos de Operación y Mantenimiento, asignables a cada usuario en función de su nivel de tensión y de su demanda.
- Costos Directos de Comercialización, asignables a cada usuario en forma independiente de su demanda.
- Costos Indirectos de estructura empresarial, a asignar razonablemente a cada uno de los anteriores.

6.3 COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

6.3.1 MARCO DE REFERENCIA

Las actividades de Operación y Mantenimiento tienen como marco de referencia las mejores prácticas, en particular las relativas a Calidad del Producto Técnico y Calidad del Servicio Técnico, la estructura topológica de la red y la valorización que otorga el usuario a las molestias y pérdidas económicas por la eventual interrupción del servicio eléctrico.

6.3.2 COMPONENTES

Los Costos Directos de Operación y Mantenimiento deberán incluir el costo de materiales (de acuerdo a lo definido en la etapa B), mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las siguientes labores en la red optimizada del Distribuidor:

- Operación de la red, incluyendo maniobras programadas y de emergencia.
- Mantenimiento correctivo como consecuencia de fallas de materiales, accidentes, vandalismo, fenómenos climáticos o errores de operación debidamente justificados.
- Mantenimiento preventivo, incluyendo revisiones periódicas y tareas de mantenimiento y/o ajuste programadas en función de las recomendaciones de los fabricantes de equipos.

En el caso del costo de la operación y mantenimiento de instalaciones subterráneas, este se reconocerá únicamente para aquellas instalaciones que como resultado de la optimización de la red en la Etapa C, resultaron necesarias que fuesen subterráneas.

6.3.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

Cada uno de los componentes enumerados en el punto anterior deberá evaluarse según el siguiente procedimiento:

- 1) Se adoptará un horizonte de un año (año base).
Se calculará la magnitud de cada componente en forma unitaria, discriminándolo por tipo de instalación, asignando tasas de fallas y frecuencias eficientes y normales en una red optimizada. Las frecuencias eficientes presentadas como óptimas deber ser por supuesto superadas por la realidad de la Distribuidora, lo cual se confrontará con la información reportada en el contexto de la Resolución CNEE-50-2011.
- 2) Deberán calcularse como mínimo los siguientes costos unitarios de Operación y Mantenimiento para cada tipo de instalación:
 - Líneas de MT (US\$/km),



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

- Aparatos de maniobra y protección, capacitores y reguladores de tensión de MT (US\$/unidad),
 - Centros de transformación MT/BT (US\$/centro)
 - Líneas de BT (US\$/km),
 - Aparatos de maniobra y protección de BT (US\$/unidad),
 - Acometidas y equipos de medición (US\$/usuario).
- 3) Se asignará a cada ítem anterior los recursos que demanda su cumplimiento en una empresa modelo eficiente, debiendo discriminarse los siguientes:
- Materiales y repuestos,
 - Herramientas,
 - Vehículos de cada tipo, asignando tiempos medios de uso y distancias medias a recorrer,
 - Personal, indicando la composición de las cuadrillas eficientes y la calificación técnica de sus integrantes.
- Para los materiales y repuestos deberán adoptarse los valores de referencia eficientes (Etapa B).
- 4) El mismo procedimiento deberá usarse para los vehículos y equipos de montaje. Para las herramientas y equipos especiales deberá utilizarse su costo de oportunidad, visualizado como su arrendamiento o alquiler anual.
- 5) Para los servicios contratados a terceros deberán adoptarse los valores de referencia eficientes relativos a la Etapa B de este Estudio. Se podrán aceptar cálculos de costos que utilicen recursos propios del Distribuidor o de empresas subsidiarias o asociadas, siempre y cuando a criterio de la CNEE los mismos sean competitivos en relación con los valores de mercado.
- 6) Para justificar el costo de los recursos de personal propio del Distribuidor deberá contarse con respaldo de una encuesta de remuneraciones de mano de obra efectuada por una empresa especializada, de manera que los valores que se usen para las distintas categorías salariales reflejen la situación media de empresas de parecido tamaño actuando en el mismo medio.
- 7) Los costos antes mencionados deberán descomponerse en sus componentes transables y no transables. A tal efecto y en forma simplificada, se considerarán transables los materiales, herramientas, vehículos y equipos de montaje. Sólo el costo de personal será considerado no transable.
- 8) Se aplicarán los costos unitarios calculados a todas las instalaciones del Distribuidor, según corresponda, manteniendo su discriminación en transables y no transables y asignándolos a MT o a BT, según corresponda. Los costos determinados para centros de transformación MT/BT deberán ser asignados a instalaciones de BT. Deberán excluirse los relativos a instalaciones de terceros cuya operación y mantenimiento no estén a cargo del Distribuidor.

6.4 COSTOS DIRECTOS DE COMERCIALIZACIÓN

6.4.1 MARCO DE REFERENCIA

Las actividades de Comercialización tienen un marco de referencia constituido por las mejores prácticas y las normas sobre Calidad del Servicio Comercial.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

6.4.2 COMPONENTES

Los Costos Directos de Comercialización deberán incluir el costo de materiales, mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las siguientes labores:

- Lectura de medidores y procesamiento de valores
- Emisión de facturas
- Distribución y entrega de facturas
- Distribución y entrega de documentos varios
- Cobranzas
- Control de medidores
- Atención Comercial
- Otros

6.4.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

Cada uno de los componentes enumerados en el punto anterior deberá evaluarse según el siguiente procedimiento:

- 1) Se adoptará un horizonte de un año (año base).
- 2) Se calculará la magnitud de cada componente por usuario de MT y de BT.
- 3) Se asignará a cada ítem anterior los recursos que demanda su cumplimiento en una empresa modelo eficiente, debiendo discriminarse los siguientes:
 - Insumos,
 - Instrumentos,
 - Vehículos, asignando tiempos medios de uso y distancias medias a recorrer,
 - Personal, indicando su calificación técnica.

Las cantidades eficientes presentadas como óptimas en los numerales 2 y 3, deber ser por supuesto superadas por la realidad de la Distribuidora, lo cual se confrontará con la información reportada en el contexto de la Resolución CNEE-50-2011.

- 4) Los costos de insumos y vehículos deberán ser calculados siguiendo los lineamientos previstos en el punto 3 de los TdR. Para los instrumentos deberá utilizarse su costo de oportunidad, visualizado como su arrendamiento o alquiler anual.
- 5) Para los servicios contratados a terceros deberán seguirse los lineamientos previstos en el punto 3 de los TdR. Se podrán aceptar cálculos de costos que utilicen recursos propios del Distribuidor o de empresas subsidiarias o asociadas, siempre y cuando a criterio de la CNEE los mismos sean competitivos en relación con los valores de mercado.
- 6) Para justificar el costo de los recursos de personal propio del Distribuidor deberá contarse con respaldo de una encuesta de remuneraciones de mano de obra efectuada por una empresa especializada, de manera que los valores que se usen para las distintas categorías salariales reflejen la situación media de empresas de parecido tamaño actuando en el mismo medio.
- 7) Los costos antes mencionados deberán descomponerse en sus componentes transables y no transables. A tal efecto y en forma simplificada, se considerarán transables los insumos, instrumentos y vehículos. Sólo el costo de personal será considerado no transable.
- 8) Se aplicarán los costos unitarios calculados a todos los usuarios de MT y de BT del Distribuidor, según corresponda, manteniendo su discriminación en transables y no transables.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

6.5 COSTOS INDIRECTOS

6.5.1 MARCO DE REFERENCIA

Los Costos Indirectos del Distribuidor comprenden todos los costos cuya característica consiste en que no se pueden asignar directamente a la operación, al mantenimiento o a la gestión comercial.

6.5.2 COMPONENTES

Deberán asignarse como Costos Indirectos, al menos los siguientes, considerando al Distribuidor como una unidad:

- Estructura empresarial:
 - Dirección, Estrategia y Control:
 - Dirección.
 - Gerencia General.
 - Auditorías Interna y Externa.
 - Asesoría Legal.
 - Relaciones Institucionales.
 - Administración y Finanzas:
 - Administración.
 - Finanzas.
 - Contabilidad.
 - Control y Gestión.
 - Compras.
 - Procedimientos y Control.
 - Sistemas Informáticos.
 - Planificación e Ingeniería:
 - Planificación de inversiones, con proyecto a cargo de terceros.
 - Control de calidad de las inversiones, con inspección a cargo de terceros.
 - Distribución, a cargo del planeamiento, supervisión y control de la operación y el mantenimiento de las redes.
 - Comercial, a cargo de la supervisión y control de la atención a usuarios y de las pérdidas no técnicas.
 - Oficinas Regionales, a cargo de las funciones de operación y mantenimiento y comerciales en su área de influencia.
 - Sanciones por incumplimiento de la Calidad del Servicio Técnico (sólo por interrupciones).
 - Otros.

6.5.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

6.5.3.1 COSTOS DE LA ESTRUCTURA EMPRESARIA

Deberá diseñarse una estructura de empresa modelo adaptada cuyas grandes divisiones funcionales se correspondan con las necesarias para alcanzar el máximo nivel posible de eficiencia, según las enunciadas en el punto 6.5.2 a tal efecto sus costos deberán validarse mediante un análisis comparativo con otras empresas de magnitud similar actuando en un medio equivalente al del Distribuidor, utilizando para ello información reciente obtenida de instituciones u organismos de reconocido prestigio.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Deberán discriminarse como mínimo los siguientes costos:

- Remuneraciones
- Transporte
- Sistemas informáticos (hardware y software)
- Comunicaciones
- Auditoría externa
- Consultoría
- Alquiler de inmuebles
- Seguros
- Varios (insumos y mantenimiento de oficinas y sus equipos, limpieza, seguridad, mensajería, servicios de agua y electricidad).

De acuerdo con lo establecido en el artículo 82, inciso g), del Reglamento, deberá considerarse el valor de locación de los inmuebles como costo a reconocer por ellos. En consecuencia, una vez diseñada la estructura empresarial eficiente, se deberá indicar un costo de alquiler de mercado de cada uno de los inmuebles necesarios para albergarla, considerando las diferencias regionales que existan. No se reconocerán costos relacionados con inmuebles no afectados directamente al servicio, aunque formen parte del activo del Distribuidor.

Los costos y la frecuencia de las actualizaciones de software de gestión deberán ser razonables, y adecuados al tamaño de la empresa del Distribuidor. Los gastos de honorarios por consultoría y capacitación deberán responder a un plan estratégico con el detalle suficiente para sustentarlo.

Los componentes de costo que sean compartidos para la administración de empresas asociadas o subsidiarias del Distribuidor, reguladas o no reguladas, deberán asignarse exclusivamente en la proporción que corresponda a la actividad regulada.

6.5.3.2 OTROS

Se reconocerán los aportes a las instituciones previstos en la Ley General de Electricidad.

Se incluirán adicionalmente todos aquellos gastos eficientes no contemplados taxativamente en los puntos anteriores.

6.5.3.3 ASIGNACIÓN

- 1) Los Costos Indirectos deberán expresarse globalmente para la Fecha de Referencia y discriminarse entre las grandes divisiones funcionales de la estructura modelo. Cuando sea posible deberán asignarse a la red de MT o a la red de BT, según corresponda. Cuando esto no sea factible, la parte no asignable mediante el análisis de procesos deberá ser repartida en proporción a los respectivos Costos Directos de Operación y Mantenimiento y/o de Comercialización. Se tendrán así los Costos Indirectos discriminados en MT y BT.
- 2) Mediante el análisis de la estructura de los Costos Indirectos se estimará el porcentaje que varía de acuerdo con índices de inflación nacional, que se asimilará a los costos no transables. El porcentaje restante se asignará a costos transables.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

- 3) En este apartado lo que se presente como eficiente u óptimo debe ser por supuesto superado por la realidad de la Distribuidora, lo cual se confrontará con la información reportada en el contexto de la Resolución CNEE-50-2011.

6.5.4 RESULTADOS DEL ALQUILER DE BIENES RECONOCIDOS

Se deberá deducir de los Costos Indirectos los resultados positivos que el Distribuidor obtenga por el alquiler de los soportes de líneas para instalaciones de telecomunicaciones y de oficinas y equipo para empresas de comercialización, transmisión u otros servicios. A tal efecto deberá presentar un balance pormenorizado de ingresos y egresos por ese concepto.

6.6 PROYECCIÓN DE COSTOS PARA EL QUINQUENIO.

Se deberá considerar que los costos indirectos de la empresa eficiente permanecerán constantes durante el quinquenio.

La proyección de los costos directos de operación y mantenimiento se realizará considerando que los costos indirectos se mantienen invariantes durante el quinquenio y se deberán incorporar únicamente los costos de operación y mantenimiento directos de las expansiones de red para cada año. La proyección de dichos costos, deberá desagregarse en los generados por el crecimiento de la demanda vertical y los generados al crecimiento de la demanda horizontal.

La proyección de los costos directos de comercialización se realizará considerando que los costos indirectos se mantienen invariantes durante el quinquenio y se deberán incorporar únicamente los costos de comercialización directos del crecimiento del número de usuarios para cada año.

6.7 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA E

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Resumen de los costos de explotación:
 - Costos Directos de operación y mantenimiento
 - Costos Directos de comercialización.
 - Costos Indirectos.
- Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento, los cuales deberán ser perfectamente replicables por CNEE.
- Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Comercialización, los cuales deberán ser perfectamente replicables por CNEE.
- Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Indirectos, los cuales deberán ser perfectamente replicables por CNEE.
- Incluir el detalle con la validación de los indicadores de la Empresa Eficiente reconocida, que cumplan con las NTSD.
- Proyección de los costos directos (Operación y Mantenimiento, y de Comercialización), para los años del quinquenio, atendiendo el crecimiento de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

los usuarios y las inversiones en expansión para dicho período; a valores eficientes del año base.

7 ETAPA F - COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD Y CARGO DE CONSUMIDOR

7.1 OBJETO

En esta etapa deberá efectuarse la estimación de las Componentes de Costos del VAD (CCVAD) y del Cargo de Consumidor (CF) para cada nivel de tensión, referidos al año base.

7.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

7.2.1 CARGO DE CONSUMIDOR (CF): Correspondiente a los Costos Asociados al Usuario (Art. 72 inciso a) de la Ley General de Electricidad)

El CF depende de cada tipo de usuario, independientemente de su demanda y corresponde a los Costos Asociados al Usuario (artículo 72, inciso a) de la Ley General de Electricidad), y estará constituido por los siguientes costos:

- Costos de Comercialización determinados en el Informe de Etapa F.
- Porcentaje de Costos Indirectos determinados en el Informe de Etapa F asignables a los Costos de Comercialización.

Los costos deberán calcularse en forma anual como agregados de los mencionados, discriminados para MT y para BT. De la suma resultante deberán determinarse los porcentajes que corresponden a costos transables y no transables.

Los valores anuales así calculados deberán dividirse entre doce (12) para obtener los correspondientes valores mensuales. A partir de éstos deberán calcularse los respectivos valores unitarios, expresados por usuario. A tal efecto los valores mensuales de MT y de BT deberán dividirse entre la cantidad de usuarios de cada nivel de tensión.

Así, el CFBT, se calcula como la relación entre los costos de comercialización, correspondientes al nivel de Baja Tensión, dividido entre la sumatoria del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria en la etapa de Baja Tensión. Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:

$$CFBT = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n CCBT_t}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n USUBT_t} * \frac{1}{12}$$

CFBT
CCBT:
USUBT:

Cargo por Consumidor a nivel de Baja Tensión.

Costos de Comercialización Anuales a nivel de Baja Tensión.

Proyección del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria para el año t, en el nivel de Baja Tensión.

Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe considerarse el período de aplicación tarifaria.

n



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Y el CFMT, se calcula como la relación entre los costos de comercialización, correspondientes al nivel de Media Tensión, dividido entre la sumatoria del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria en la etapa de Media Tensión. Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:

$$CFMT = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n CCMT_t}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n USUMT_t} * \frac{1}{12}$$

CFMT

CCMT_t:

USUMT_t:

n

Cargo por Consumidor a nivel de Media Tensión.

Costos de Comercialización Anuales a nivel de Media Tensión.

Proyección del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria para el año t, en el nivel de Media Tensión.

Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe considerarse el período de aplicación tarifaria.

7.2.2 COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD (CCVAD) Correspondiente a los Costos de Capital, Operación y Mantenimiento asociados a la distribución CDMT-CDBT (Art. 72 inciso c de la Ley General de Electricidad y Art. 91 del Reglamento de la Ley General de Electricidad).

Los CCVAD dependen fundamentalmente de la magnitud y dispersión de la demanda y de su nivel de tensión. Corresponden a los Costos de Capital, Operación y Mantenimiento asociados a la distribución expresados por unidad de potencia suministrada (artículo 72, inciso c) de la Ley, y Art. 91 del Reglamento de la Ley General de Electricidad) y están constituidas por los siguientes costos:

- Anualidad de la Inversión del año base determinada en el Informe de Etapa D
- Costos de Explotación del año base, sin incluir los asignados al Cargo del Consumidor (CF) determinados en el Informe de Etapa F.

Los costos deberán calcularse en forma anual como agregados de los mencionados, discriminados para MT y para BT, resultando respectivamente el CDMT y el CDBT. De la suma resultante deberán determinarse los porcentajes que corresponden a costos transables y no transables.

Para el cálculo de los CCVAD los valores anteriores deberán expresarse en forma mensual por unidad de demanda (kW).

El CDMT, se calcula como la relación entre los costos de Distribución, correspondientes al nivel de Media Tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales para cada categoría tarifaria, en la etapa de Media Tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión.

Para efectuar el cálculo del Cargo por Distribución en el Nivel de Media Tensión (CDMT) es necesario en primer lugar, calcular los gastos de explotación OPEXMT_t (Directos e Indirectos asignados para cada año) en el nivel de Media Tensión para cada año en el quinquenio (2014-2019). En este sentido es necesario tomar en cuenta que los gastos indirectos permanecerán constantes durante el quinquenio.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

Posteriormente, se calcula el Factor de Recuperación de Capital (FRC) utilizando la Tasa de Actualización (TAI) aprobada por la CNEE y la vida útil promedio ponderada por los costos de reposición de los activos en servicio. El FRC considera la recuperación de todo el costo de capital asociado a los activos en servicio: amortización corriente (depreciación) y renta sobre el patrimonio neto, más la correspondiente alícuota del impuesto a la renta (ganancias, beneficios) neta del escudo fiscal provisto por la amortización. La formulación para calcular el FRC adoptado por la CNEE se detalla en el punto 4.9.

El FRC es multiplicado por el Valor Nuevo Reemplazo del año cero (que resulta de sumar al VNR del año base, los CAPEXMT^{expansión} correspondientes al año 2012 y 2013) Adicionalmente, se multiplica el FRC por el promedio de los CAPEXMT^{expansión} tomando en cuenta el año en el cuál entran en servicio dichas instalaciones. El valor de los tres resultados descritos, es dividido entre el promedio de la Proyección de la Potencia de los clientes en la Red Propiedad de la Distribuidora, en el nivel de Media Tensión. El resultado es la anualidad del CDMT, el cuál es dividido posteriormente dentro del número de meses para encontrar el valor mensual de ingresos por CDMT que tendrá la Distribuidora. Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:

$$CDMT = \frac{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n OPEXMT_t + RepDonacMT + FRC \cdot \left[VNRMT_0 + \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n (n-t+1) CAPEXMT_t^{expansión} \right]}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n OUTPUTMT_t} * \frac{1}{12}$$

- Donde:
- CDMT**: Componente de Costos del VAD en el nivel de Media Tensión.
 - VPN**: Valor Presente Neto
 - OPEXMT_t**: Gastos de Explotación (Directos + Indirectos asignados) para el año t, del nivel de Media Tensión.
 - RepDonacMT**: VNR de las obras en MT ejecutadas por terceros y transferidas al Distribuidor con posterioridad a su privatización, multiplicado por la componente representativa del valor de reposición de obras (véase punto 4.10 del presente documento). Para poder incluirse en este concepto dicho VNR debió descontarse previo del VNRMT₀.
 - FRC**: Factor de Recuperación del Capital, calculado según el punto 4.9 de este documento, en función de la TAI -aprobada por CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos, de acuerdo a las definiciones dadas en el punto 4.4.1 del presente documento.
 - VNRMT₀**: Valor Nuevo de Reposición MT del año 0 del período tarifario, que resulta de sumar al VNR del año base, los CAPEXMT^{expansión} correspondientes al año 2012 y 2013. El VNRMT₀ deberá cubrir la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el período tarifario (2014-2019).
 - CAPEXMT_t^{expansión}**: Costo total de las inversiones de expansión horizontal que entran en servicio en el año t, en el nivel de Media Tensión.
 - OUTPUTMT_t**: Proyección de Potencia de los clientes en la Red propiedad de la Distribuidora, para el año t, en el nivel de Media Tensión, según la descripción del inciso a) del numeral 2.1 del artículo 89 del RLGE.
 - n**: Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe de considerarse el período de aplicación tarifaria.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

El CDBT, se calcula como la relación entre los costos de Distribución, correspondientes al nivel de Baja Tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales para cada categoría tarifaria en la etapa de Baja Tensión. Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:

$$CDBT = \frac{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n OPEXBT_t + Re pDonacBT + FRC \cdot \left[VNRBT_0 + \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n (n-t+1) CAPEXBT_t^{expansión} \right]}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n OUTPUTBT_t} * \frac{1}{12}$$

Donde:

CDBT	Componente de Costos del VAD en el nivel de Baja Tensión.
VPN	Valor Presente Neto
OPEXBT_t	Gastos de Explotación (Directos +Indirectos asignados) para el año t, del nivel de Baja Tensión.
RepDonacBT:	VNR de las obras en BT ejecutadas por terceros y transferidas al Distribuidor con posterioridad a su privatización, multiplicado por la componente representativa del valor de reposición de obras (véase punto 4.10 del presente documento). Para poder incluirse en este concepto dicho VNR debió descontarse previo del VNRBT ₀ .
FRC:	Factor de Recuperación del Capital, calculado según el punto 4.9 de este documento, en función de la TAI aprobada por CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos, de acuerdo a las definiciones dadas en el punto 4.4.1 del presente documento.
VNRBT₀	Valor Nuevo de Reposición de BT del año 0 del período tarifario, que resulta de sumar al VNR del año base, los CAPEXBT ^{expansión} correspondientes al año 2012 y 2013. El VNRBT ₀ deberá cubrir la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el período tarifario (2014-2019).
CAPEXBT_t^{expansión}:	Costo total de las inversiones de expansión horizontal que entran en servicio en el año t, en el nivel de Baja Tensión.
OUTPUTBT_t	Proyección de Potencia de los clientes en la Red propiedad de la Distribuidora, para el año t, en el nivel de Baja Tensión, según la descripción del inciso a) del numeral 3.1 del artículo 89 del RLGE.
n	Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe de considerarse el período de aplicación tarifaria.

7.2.3 PÉRDIDAS MEDIAS DE DISTRIBUCIÓN (Art. 72 inciso b) de la Ley General de Electricidad)

Se refiere a las determinadas por medio de los Factores de Pérdidas Medias de la Etapa E, Balance de Energía y Potencia.

7.3 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA F

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Presentación explícita de las componentes de costos del VAD (CCVAD) por nivel de tensión, así como el Cargo de Consumidor (CF), indicando las variables y valores utilizados para obtener los resultados.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

8 ETAPA G – ESTUDIO TARIFARIO

8.1 OBJETO

Sobre la base de la información básica recopilada y los resultados obtenidos a lo largo del Estudio así como el análisis e incorporación de las observaciones efectuadas por la CNEE y en cumplimiento del artículo 98 del Reglamento, se deberá obtener cada uno de los términos de las componentes del VAD, de acuerdo con lo establecido en la Ley y el Reglamento, que constituirán la base a presentar ante la CNEE para elaborar el correspondiente Pliego Tarifario de la distribuidora.

8.2 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA G

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- La totalidad de los Informes de Etapa (desde la A a la F), con la inclusión de las observaciones realizadas por CNEE a lo largo del desarrollo del Estudio.

ANEXO: Se agrega como anexo a la presente Resolución un ejemplo de la Elaboración del Mapa de Densidades de Carga y un ejemplo de Formato para Presentar las UCC.

NOTIFIQUESE.-

Licenciada Carmen Urizar Hernández
Presidente



Licenciada Silvia Ruth Alvarado de Córdova
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Argúz Aguilar
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General



Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Anexo 1

Ejemplo de la Elaboración del Mapa de Densidades de Carga

La generación del mapa de densidades puede realizarse de la siguiente manera:

- 1) Se generan cuadrículas de 400 m de lado en el área cuya densidad se desea determinar, cubriendo a todos los suministros de BT y de MT, excluyendo las zonas donde no existen suministros.



- 2) Se calcula la densidad de demanda de cada una de las cuadrículas generadas en el paso anterior dividiendo la suma de las demandas de todos los suministros que están dentro de la cuadrícula entre el área de ésta (0,16 km²). Se eliminan las cuadrículas con densidad nula.

$$\text{Densidad} = (\text{suma de demandas de suministros}) / (\text{área de la cuadrícula})$$

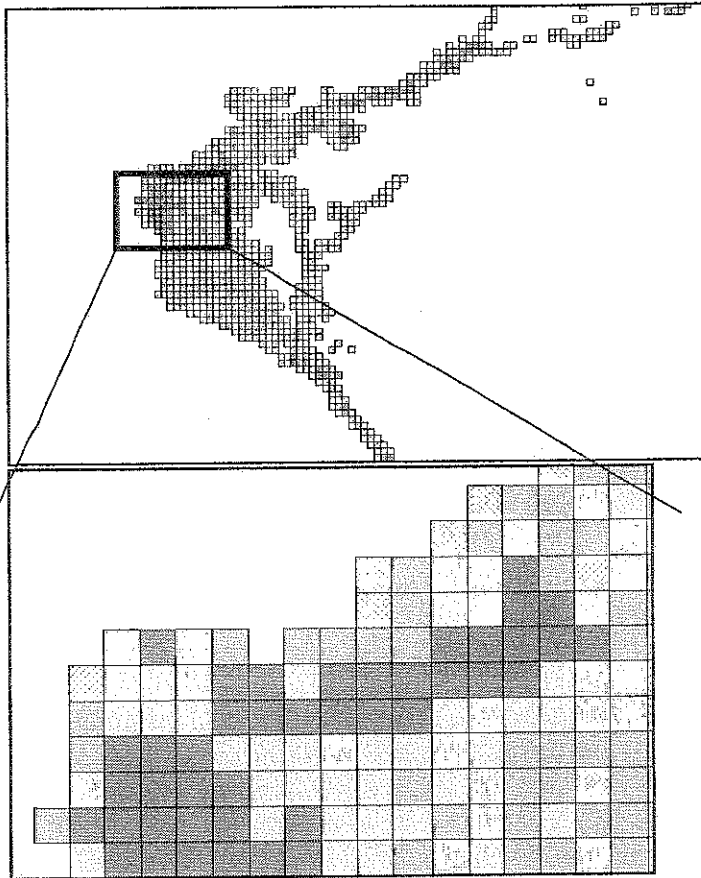
- 3) Se categorizan las cuadrículas en función de la densidad obtenida en el paso anterior, según el siguiente cuadro:

Tabla de Rangos de Densidades (siendo A, B, C y D los límites)

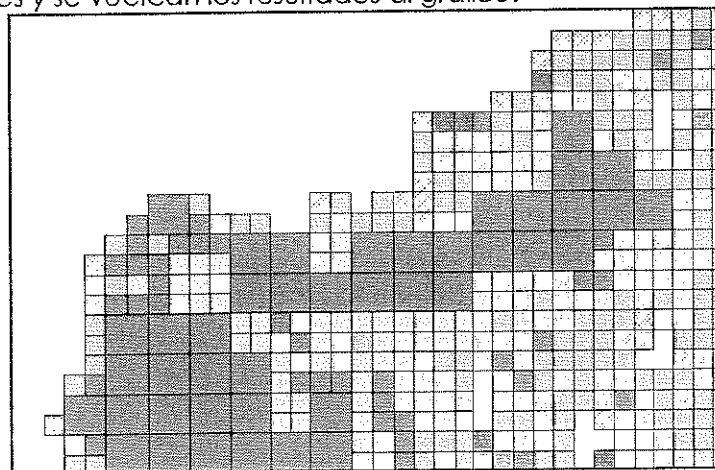
Densidad	Rango (MW/km ²)
Muy Alta	$d \geq A$
Alta 1	$B \leq d < A$
Alta 2	$C \leq d < B$
Media	$D \leq d < C$
Baja	$d < D$

- 4) Se grafican los resultados obtenidos:

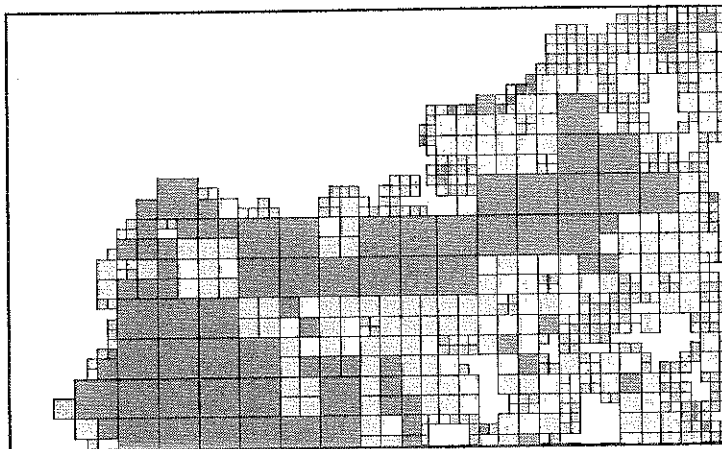
LEYENDA	
	Muy Alta Densidad
	Alta Densidad 1
	Alta Densidad 2
	Media Densidad
	Baja Densidad



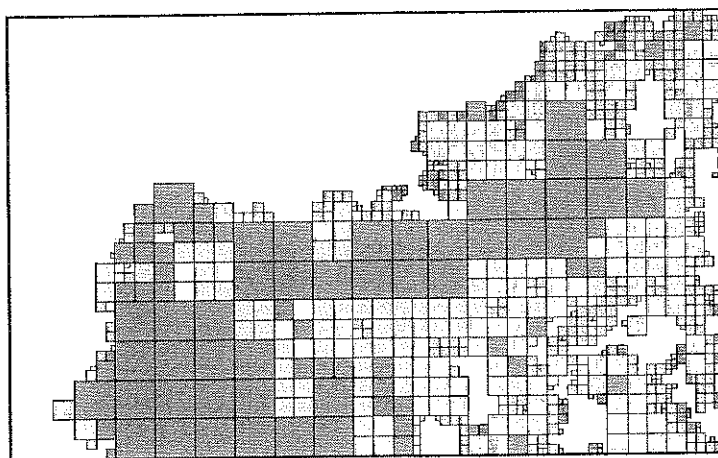
- 5) Se mantienen las cuadrículas de "Muy Alta Densidad" con 400 m de lado y se dividen las restantes entre 4, generándose cuadrículas de 200 m de lado.
- 6) Se vuelve a calcular la densidad de demanda en cada cuadrícula de 200 m de lado (0,04 km²), eliminando las que resultan con densidad nula.
- 7) Se categorizan nuevamente las cuadrículas de 200 m de lado según la Tabla de Rangos de Densidades y se vuelcan los resultados al gráfico.



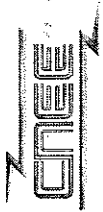
- 8) Se mantienen las cuadrículas de "Muy Alta Densidad" y de "Alta Densidad" con 400 y 200 m de lado y se dividen las restantes entre 4, generándose cuadrículas de 100 m de lado.
- 9) Se vuelve a calcular la densidad de demanda en cada cuadrícula de 100 m de lado (0,01 km²), eliminando las que resultan con densidad nula.
- 10) Se categorizan nuevamente las cuadrículas de 100 m de lado según la Tabla de Rangos de Densidades y se vuelcan los resultados al gráfico.



- 11) Se mantienen las cuadrículas de "Muy Alta Densidad", de "Alta Densidad" y de "Media Densidad" con 400, 200 y 100 m de lado y se dividen las restantes entre 4, generándose cuadrículas de 50 m de lado.
- 12) Se vuelve a calcular la densidad de demanda en cada cuadrícula de 50 m de lado (0,0025 km²), eliminando las que resultan con densidad nula.
- 13) Se categorizan nuevamente las cuadrículas de 50 m de lado según la Tabla de Rangos de Densidades y se vuelcan los resultados al gráfico.



La relación entre la potencia calculada para cada nivel de tensión y el área de la cuadrícula correspondiente a cada rango de densidad de carga constituirá su densidad de carga para cada nivel de tensión.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

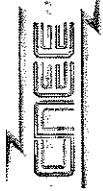
4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.
 Tel. PBX: [502] 23-21-80-00; Fax: [502] 23-21-80-02
 Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

ANEXO 2- EJEMPLO DE FORMATO PARA PRESENTAR LAS UUCC

NOMBRE DE UUCC						
NOMBRE DE ARMADO A	UNIDAD	CÓDIGO CNEE/1	COSTO UNITARIO (\$)	CANTIDAD (b)	TOTAL (\$) (c)=(a)*(b)	
MATERIALES Y EQUIPOS MAYORES/2	MATERIAL Y EQUIPO A1					
	MATERIAL Y EQUIPO A2					
MATERIALES Y EQUIPOS MENORES/3	MATERIAL Y EQUIPO A1					
	MATERIAL Y EQUIPO A2					
MANO DE OBRA	CAPATAZ					
	OFICIAL					
	OPERARIO					
	PEON					
VEHÍCULOS Y EQUIPOS DE MONTAJE	CAMIONETA TIPO PICK-UP					
	CAMIONES					
	GRUAS MOVILES					
OTROS COSTOS	COSTO DE STOCK					
	HERRAMIENTAS					
	BENEFICIO DEL CONTRATISTA					
	IMPREVISTOS					
COSTOS INDIRECTOS	INGENIERÍA					
	GASTOS GENERALES					
	INTERESES					

[Handwritten signatures and initials]

[Handwritten initials]



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.
 Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02
 Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

INTERCALARES				
NOMBRE DE ARMADO B				
MATERIALES Y EQUIPOS MAYORES/2	MATERIAL Y EQUIPO B1	Unidad/Km		
	MATERIAL Y EQUIPO B2	Unidad/Km		
MATERIALES Y EQUIPOS MENORES/3	MATERIAL Y EQUIPO B1	Unidad/Km		
	MATERIAL Y EQUIPO B2	Unidad/Km		
MANO DE OBRA	CAPATAZ	Horas/hombre		
	OFICIAL	Horas/hombre		
	OPERARIO	Horas/hombre		
	PEON	Horas/hombre		
VEHICULOS Y EQUIPOS DE MONTAJE	CAMIONETA PICK-UP	Horas/máquina		
	CAMIONES	Horas/máquina		
	GRUAS MOVILES	Horas/máquina		
OTROS COSTOS	COSTO DE STOCK	%		
	HERRAMIENTAS	%		
	BENEFICIO DEL CONTRATISTA	%		
	IMPREVISTOS	%		
	INGENIERIA	%		
COSTOS INDIRECTOS	GASTOS GENERALES	%		
	INTERESES INTERCALARES	%		

(Handwritten signature)

Nota: Si la unidad constructiva necesita más armados se deberán agregar siguiendo el orden que le corresponda y de acuerdo al formato anterior.

RS



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-21-80-00; Fax: (502) 23-21-80-02

Sitio web: www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

- 1/ CODIGO CNEE: Código equivalente para materiales y equipos definido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, según Resolución 50-2011
- 2/ MATERIALES Y EQUIPOS MAYORES De acuerdo a lo establecido en la Resolución 50-2011, se incluyen en esta categoría materiales tales como: postes, conductores, equipos de protección y maniobra, medidores, y transformadores.
- 3/ MATERIALES Y EQUIPOS MENORES. De acuerdo a lo establecido en la Resolución 50-2011, se incluyen en esta categoría materiales tales como: luminarias, materiales varios.