



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

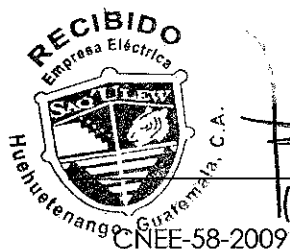
4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-66-42-18; Fax: (502) 23-66-42-02

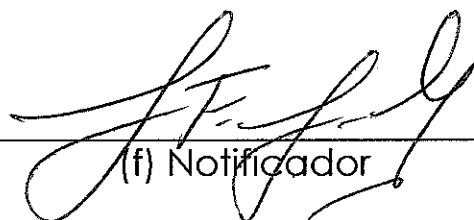
Sitio web : www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En el municipio de Huehuetenango, departamento de Huehuetenango, siendo las 9 horas con 30 minutos del día 17 de abril de dos mil nueve, en **2a. calle 7-14 zona 1 de Huehuetenango**, NOTIFIQUÉ la resolución **CNEE-58-2009** de fecha **trece de abril de dos mil nueve**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango**, por medio de cédula de notificación que entrego a JESSICA MARTINEZ, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.




(f) Notificado


(f) Notificador



RESOLUCIÓN CNEE-58-2009

Guatemala, 13 de abril de 2009

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 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.

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 Eléctrica Municipal de Huehuetenango, para cumplir con el plazo de doce meses de anticipación establecido 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 Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango, así:

**Términos de Referencia para la Realización del Estudio del
Valor Agregado de Distribución para Empresa Eléctrica
Municipal de Huehuetenango**

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 Ley General de Electricidad, para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución de su sistema para el período comprendido del 01 de mayo de 2010 al 30 de abril de 2015, que deberá ser presentado a consideración de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Adicionalmente deberá proponer la aplicación de dichos valores en el Pliego Tarifario, de conformidad con las fórmulas y condiciones de aplicación tarifaria



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

de acuerdo con lo señalado en la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos.

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):
- Costos asociados al usuario
- Factores de pérdidas medias de potencia y de energía
- Costo de capital, operación y mantenimiento asociados a la Distribución
- Propuesta de Pliego Tarifario
- Cuadro Tarifario
- Fórmulas de Ajuste de las componentes del VAD (Artículo 92 del RLGE).
- Fórmulas de Ajuste Trimestral (Artículo 87 del RLGE).

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 seis (2006).
Área Rural:	Área con Servicio Rural, según definición de las NTSD
Área Urbana:	Área con Servicio Urbano, según definición de las NTSD.
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 Judicial (Decreto Número 02-89 del Congreso de la República de Guatemala)



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Consultora:	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 conformes 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.
Distribuidor:	Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango.
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:	29 de diciembre de 2006.
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).
MT:	Media tensión ($1,000 \text{ V} < U \leq 60,000 \text{ V}$).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Nivel General Precios:	de Es el correspondiente a la Fecha de Referencia.
NTDOID:	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.
Período Tarifario Anterior	Quinquenio comprendido entre el período comprendido del 01 de mayo de 2005 al 30 de abril de 2010.
Período Tarifario ó Próximo Período Tarifario	Quinquenio comprendido entre el período comprendido del 01 de mayo de 2010 al 30 de abril de 2015.
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.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- TAI:** Tasa de Actualización de la Inversión a determinar 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 a la Fecha de Referencia o en su defecto el día hábil inmediato anterior a la misma.
- TdR:** Los presentes Términos de Referencia, elaborados de conformidad con el artículo 74 de la Ley General de Electricidad.
- 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.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

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 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 I.1), deberá estar culminado y entregado por el Distribuidor el 31 de diciembre de 2009 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	Estudio de Demanda	Punto 2	28-mayo-2009
B	Precios de Referencia	Punto 3	11-junio-2009
C	Optimización de la Red del Distribuidor	Punto 4	16-julio-2009
D	Anualidad de la Inversión	Punto 5	20-agosto-2009
E	Balance de Energía y Potencia	Punto 6	24-septiembre-2009
F	Costos de Explotación	Punto 7	29-octubre-2009
G	Componentes de Costos del VAD	Punto 8	03-diciembre-2009
H	Información para el Cálculo del Cuadro Tarifario	Punto 9	17-diciembre-2009
I	Estudio Tarifario	Punto 10	
I.1	Propuesta del Distribuidor		31-diciembre-2009
I.2	Final (con correcciones)		15 días ¹

¹ Es el tiempo máximo para la presentación del Informe Etapa I.2, está definido en el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad en el cual se indica que es 15 días.



1.5 CONTRATACIÓN DE LA CONSULTORA

El Distribuidor deberá contratar a la Consultora, a su costo y bajo su estricta responsabilidad, dentro del listado de firmas consultoras precalificadas por la CNEE.

La contratación de la Consultora deberá ser notificada a la CNEE, durante los cinco días de la firma del contrato, mediante acta notarial suscrita entre las partes, en la cual se deberá establecer el compromiso del Distribuidor y de la Consultora a:

- 1) Aceptar, cumplir y desarrollar los TdR emitidos por CNEE.
- 2) Remitir a la CNEE copia de toda la documentación e información que se utilice para la realización del Estudio en cada una de las fases o etapas. Adicional a la información que CNEE requiera de manera directa, la Distribuidora deberá remitir a CNEE copia de toda la información que envíe o traslade a la Consultora.
- 3) 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. Deberán incluirse los, informes, 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.
- 4) Entregar a la CNEE los informes previstos en estos TdR y las aclaraciones que se deriven de los mismos.
- 5) Entregar a la CNEE una copia con su respectiva licencia de los programas que se utilicen en las simulaciones y cálculos para cada una de las etapas del Estudio, incluyendo su instalación y puesta en servicio en equipos de aquélla y la información técnica de soporte de su funcionamiento, de conformidad con lo que requiera la CNEE.
- 6) Cumplir el cronograma que se acuerde entre los contratantes para la ejecución del Estudio, que deberá ajustarse a lo establecido en los TdR.
- 7) 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.
- 8) Tener la capacidad de participación en las videoconferencias y reuniones presenciales que planifique la CNEE para tratar temas específicos en relación con los estudios.
- 9) Participar presencialmente en las actividades que la CNEE determine hasta la aprobación del Pliego Tarifario del Distribuidor.



La Consultora deberá tener independencia de criterio para la elaboración del Estudio. Sin menoscabo de la responsabilidad técnica de aquélla, el Distribuidor deberá asumir toda la responsabilidad por la información que entregue y procese y por el Estudio que entregue a la CNEE, siempre que no presente objeción por escrito.

El Distribuidor deberá entregar a la CNEE una copia del Contrato suscrito con la Consultora, dentro de los cinco (5) días de firmado, incluyendo los reconocimientos económicos que se acuerden, y del acta mencionada en el segundo párrafo de este numeral.

1.6 DESARROLLO DEL ESTUDIO

1.6.1 Reuniones de Coordinación

La CNEE podrá convocar, por propia iniciativa o a solicitud del Distribuidor, a reuniones de coordinación con el objeto de aclarar los criterios a emplear, analizar la eventual necesidad de profundizar aspectos de la metodología y/o resolver eventuales dificultades no previstas en los TdR. Los temas a tratar deberán ser indicados con anticipación no inferior a cinco (5) días y las conclusiones serán registradas en actas a firmar por los asistentes.

1.6.2 Comunicaciones

Toda comunicación formal del Distribuidor en relación con el Estudio deberá ser realizada por el Responsable del Estudio y dirigida al Presidente de la CNEE.

1.6.3 Consultas Técnicas

La CNEE responderá toda consulta técnica que formule el Distribuidor dentro de los diez (10) días de recibida la comunicación escrita. Si alguna de ellas, por su complejidad, requiriera un plazo mayor, podrá ser respondida en forma parcial, estableciendo una nueva fecha para la respuesta total. Tanto las consultas como sus respuestas deberán quedar registradas en notas numeradas o en actas de reuniones.

1.6.4 Informes de Etapa

Los Informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, memorias descriptiva y de cálculo, los



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

resultados con su correspondiente evaluación y la información básica 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, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Los informes de Etapa deberán entregarse a CNEE en formatos de acuerdo a las características de las Etapas y a la disposición de la información que posee el Distribuidor. 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 dos (2) ejemplares impresos, 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.

La CNEE podrá solicitar información adicional y requerir el cumplimiento de los TdR en la forma que considere apropiada y con los mecanismos a su alcance si, a su propio juicio expresado explícita, motivada y razonadamente, el Estudio se estuviese ejecutando con desconocimiento, alejamiento o incumplimiento de aquéllos. El Distribuidor deberá poner a disposición de la CNEE toda la información que ésta requiera razonablemente y siempre y cuando esté disponible, 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 los lineamientos teóricos, metodológicos o procedimentales determinados en los TdR, formulará por escrito los comentarios y/u observaciones que considere necesarios. El Distribuidor deberá analizar dichas observaciones para inclusión en el Estudio y en los Informes de Etapa I.

Los informes que se entreguen a CNEE deben indicar en la Carátula ya sea del informe escrito o del medio magnético en el que se presenten, Nombre de la Consultora, Nombre de la distribuidora, Nombre de la Etapa del Estudio, Fecha de elaboración y firmar cada hoja por el Responsable y Jefe del Estudio.



1.6.5 Entrega de Informes de Etapa

En cada Informe de Etapa del estudio a excepción de los Informes de Etapa G, H e I en los cuales 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.

1.6.5.1 La CNEE dentro de los diez (10) días siguientes a la entrega del informe de Etapa enviará a la Distribuidora sus comentarios y observaciones.

1.6.5.2 En caso de tener diferencias acerca de los comentarios y observaciones que envíe la CNEE, el Distribuidor deberá presentar por escrito a la CNEE, sus argumentos, dentro de los cinco (5) días siguientes.

La consistencia de los Informes de Etapa será verificada en el Informe del Estudio (Etapa I.1), por lo tanto en dicha entrega, podrán ser modificados los informes de etapa si el caso lo ameritase, debiéndose identificar y argumentar claramente las modificaciones. Tanto la CNEE como el Distribuidor podrán realizar observaciones a los resultados parciales obtenidos de los Informes de Etapa.

La entrega de los Informes de Etapa no determinará los plazos a que hace referencia el artículo 98 del Reglamento.

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.

Además, la Distribuidora deberá entregar a la CNEE, los cambios o modificaciones realizadas a la Información Base que sean enviadas al Consultor, con el objetivo de adecuarla a los objetivos enmarcados en cada informe de Etapa junto con la explicación y justificación de las modificaciones realizadas a la información base.



1.6.6 Valores de Referencia

Los valores a reconocer por la CNEE en el Estudio deberán ajustarse a las características indicadas a continuación.

1.6.7 Numerario

Deberá adoptarse el dólar de los Estados Unidos de América 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.

1.6.8 Nivel General de Precios

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

1.6.9 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 de del referido análisis, la CNEE formulará las observaciones que considere pertinentes. El Distribuidor deberá analizar las observaciones, efectuar las correcciones que considere pertinentes y enviar a la CNEE, dentro de los quince (15) días de recibidas las observaciones, el Informe Final del Estudio eventualmente 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 PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA

La CNEE podrá coordinar actividades inherentes a la presentación de resultados de los Informes de Etapa o del Informe Final del Estudio, para las cuales podrá requerir la participación del Distribuidor, si lo considerase necesario o conveniente.

1.9 ALCANCE DE LOS TDR

Los presentes TdR muestran los lineamientos 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, la CNEE realizará las observaciones que considere necesarias a las variaciones, verificando su consistencia con los lineamientos del Estudio.

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 legislativa. 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.

1.10 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

Deberá realizarse un Estudio de Demanda, en el área servida por el Distribuidor con el objeto de definir las cantidades de usuarios de cada tipo de tarifa, su consumo y su distribución geográfica.

El análisis deberá efectuarse con datos históricos del período 1999 – 2008 en la medida en que estén disponibles, y proyectarse para el período 2009 - 2015.



Adicionalmente deberá desagregarse espacialmente la demanda del año base en Áreas Urbanas en Damero a fin de desarrollar la configuración óptima de las correspondientes redes de MT y BT para distintos rangos de densidad de carga.

2.2 DATOS HISTÓRICOS

En los puntos siguientes se enuncia la información que deberá presentarse para cada año del período 1999 – 2008 en la medida en que se disponga de esa información.

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:

- Usuarios beneficiarios de la Tarifa Social, subdivididos por rango de consumo:
 - hasta 50 kWh/mes,
 - entre 51 y 75 kWh/mes,
 - entre 76 y 100 kWh/mes
 - entre 101 y 300 kWh/mes.
- Usuarios de otras categorías tarifarias, debiendo distinguirse los siguientes usos, con la información que se disponga:
 - Residencial
 - Comercial
 - Industrial
 - Alumbrado público
 - Riego
 - Demanda marcadamente estacional
 - Otros (bombeo, etc.)



2.2.2 USUARIOS RESIDENCIALES

Deberá recopilarse la siguiente información, discriminándolos por categoría tarifaria según la clasificación antes mencionada y por Áreas Urbanas y Rurales:

- Energía total vendida
- Cantidad de usuarios
- Cantidad de viviendas, según la información disponible
- Población, según la información disponible
- Con los datos mencionados deberá calcularse:
 - Consumo por usuario
 - Grado de electrificación

2.2.3 RESTANTES USUARIOS

De los restantes usuarios deberán separarse los que constituyan Cargas Singulares, es decir, demandas que, por su magnitud, localización y/o características atípicas, deban ser reportadas 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.

Para los usuarios que no constituyan Cargas Singulares deberá indicarse la siguiente información, discriminando Áreas Urbanas y Rurales:

- Energía anual vendida
- Cantidad de usuarios
- Con los datos mencionados deberá calcularse el consumo por usuario.

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

2.3 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 2009 - 2015.

2.3.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN

Los cálculos de las proyecciones de la Demanda de Energía, se podrán realizar de dos maneras la primera por medio de Mínimos Cuadrados Ordinarios, y la segunda por medio de dos enfoques complementarios: a) modelos autorregresivos, y b) modelos estructurales, comúnmente denominados modelos de espacio-estado.

En zonas con características particulares, se podrán utilizar otras metodologías con su respectiva justificación y sustento teórico.

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 evaluará 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.

2.3.1.1 MODELOS MINIMOS CUADROS ORDINARIOS

El análisis de regresión trata de la dependencia de las variables explicativas, con el objeto de estimar y/o predecir la media o valor promedio poblacional de la variable dependiente en términos de los valores conocidos o fijos de las variables explicativas, tratando de hallar una recta que se ajuste de una manera adecuada a la nube de puntos definida por todos los pares de valores muestrales (X_i, Y_i) . El método de los mínimos cuadrados ordinarios consiste en hacer mínima la suma de los cuadrados residuales. Este método de estimación se fundamenta en una serie de supuestos, los que hacen posible que los estimadores poblacionales que se obtienen a partir de una muestra, adquieran propiedades que permitan señalar que los estimadores obtenidos sean los mejores.

2.3.1.2 MODELOS AUTORREGRESIVOS

Las proyecciones calculadas a partir de modelos autorregresivos se basan en la propia información de la serie a través de las regularidades presentes en la misma (generalmente capturadas a través de las componentes de estacionalidad y tendencia) y la memoria de la serie con respecto a acontecimientos pasados, capturada a través de los valores rezagados de la variable a proyectar. Para su estimación se puede usar cualquiera de los programas econométricos disponibles en el mercado, por ejemplo, E-VIEWS 6.0, Limdep 9.0, Stata 10.0, etc.

2.3.1.3 MODELOS ESTRUCTURALES

La estrategia de proyección a partir de modelos estructurales se basa en la descomposición de una serie en sus componentes no observables (estacionalidad, tendencia, ciclo, etc.) de manera tal que se pronostican cada uno de estos términos para llegar a la proyección final de la variable de interés. Un modelo estructural se puede pensar como un modelo de regresión en el cual las variables explicativas son funciones del tiempo y los parámetros del modelo varían temporalmente (Harvey 1989). Para su estimación se podrá utilizar el programa STAMP 7.0.

2.3.2 USUARIOS RESIDENCIALES

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 periodicidad anual y desagregados 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.

2.3.3 RESTANTES USUARIOS DE TARIFA BTS Y ALUMBRADO PÚBLICO

Para el cálculo de la proyección de la Demanda de estos usuarios, se podrá considerar la eventual relación entre las siguientes variables:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- Cantidad de usuarios residenciales y no residenciales.
- Consumo total de los usuarios residenciales y no residenciales.

En este sentido se podrá evaluar el cálculo de proyecciones a través de vectores autorregresivos que permiten el cálculo de pronósticos para un vector de variables en función de los valores pasados de las variables que componen el vector.

2.3.4 USUARIOS CON MEDICIÓN DE DEMANDA

Se podrán incluir variables económicas como explicativas al modelo de pronósticos a los efectos de mejorar los resultados.

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.

2.3.5 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 y/o uso de la energía eléctrica).
- **Modelo Desagregado:** consiste en la proyección de la demanda de energía para cada uno de los segmentos. Las proyecciones del segmento "otros" se calcula como la diferencia entre las proyecciones de la demanda total y las demandas de los restantes segmentos de mercado. De este modo, la suma de las proyecciones de demanda obtenidas para cada uno de los segmentos de mercado es igual a la proyección de la

demanda total de energía, garantizando la consistencia de los resultados obtenidos a partir de ambas estrategias.

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 del 01 de mayo de 2010 al 30 de abril de 2015).

2.4 DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA EN ÁREAS URBANAS EN DAMERO

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

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.

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 el usuario de MT, se utilizará la posición geográfica del punto en el cuál se conecta a la Red; 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 (incluyendo a los Grandes Usuarios conectados a la red de la Distribuidora), 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).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

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 los resultados obtenidos de la Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero, la Distribuidora hará la clasificación en los rangos de Densidades preliminares que definirá la CNEE.

Dentro de los quince (15) días siguientes a la entrega del informe de Etapa A, la CNEE podrá revisar y redefinir los rangos de densidades a aplicar en el Estudio. Si la definición de dichos rangos se realizara posterior a dicha fecha, los informes de Etapa C, D y E podrán ser retrasados por el mismo plazo que la CNEE se tomó en definir estos nuevos rangos, siempre y cuando la Distribuidora, haya cumplido a satisfacción de CNEE con la entrega de la totalidad de la información base para el estudio.

2.5 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA A

Este Informe deberá contener la información base, desarrollo metodológico, criterios, memorias de cálculo y resultados para las siguientes actividades:

- Distribución espacial de la demanda del año base, en cada uno de los dameros urbanos.
- Definición de las Áreas de Estudio, según rangos de densidades definidos por la CNEE. Mínima desagregación en áreas urbanas rurales.
- Proyección de la cantidad de usuarios, energía y potencia, con desagregación por tipo de consumo y por tarifa y la indicación del valor resultante para cada una de las áreas de estudio establecidas por nivel de tensión.
- Tasa de crecimiento de la demanda discriminada en su componente vertical y horizontal para cada una de las áreas estudio.
- Proyección energía y potencia máxima a nivel de distribuidora, pérdidas técnicas y no técnicas totales.
- Cálculo en GWh del total de la energía distribuida proyectada para cada año del quinquenio de aplicación de las tarifas, indicando la proyección correspondiente para cada categoría tarifaria, dicho cálculo debe incluir a los usuarios no regulados que pagan peaje en función de transportista.





3 ETAPA B - PRECIOS DE REFERENCIA

3.1 OBJETO

El objeto de esta etapa es la determinación de las propuestas de precios unitarios de referencia, para determinar el VNR de cada una de las Unidades Constructivas que componen la red del Distribuidor.

3.2 GENERALES

Este proceso está destinado a identificar la propuesta de precios de referencia, por lo que debe conducir a la estimación de precios de eficiencia de materiales, mano de obra y otros.

En el estudio se deberán determinar precios de referencia eficientes debidamente sustentados. Esta propuesta de precios deberán ser comparados con facturas u órdenes de compra de adquisiciones de materiales y equipos que reflejen economías de escala y precios de referencia internacionales.

3.3 MATERIALES Y EQUIPOS

Se considerarán como tales los correspondientes a adquisiciones eficientes de materiales y equipos mediante procedimientos de competencia que aseguren que se trata de precios factibles de obtener, que incorporen descuentos por razón de la escala de las adquisiciones.

Los precios de referencia deberán provenir de fuentes de información que correspondan a adquisiciones reales (facturas o contratos), efectuadas y mediante mecanismos competitivos, sobre la base de lotes óptimos de compra. Preferentemente dichas compras deberán haberse realizado dentro del año base, de lo contrario se podrá utilizar compras de años anteriores con sus correspondientes ajustes para reflejar estos costos a la fecha de referencia.

A los fines anteriores se adoptan las siguientes definiciones:

- **Materiales Mayores y Equipos:** comprenden interruptores de MT, conductores, postes, aisladores, transformadores de distribución MT/BT, condensadores, varillas de puesta a tierra, cortacircuitos, equipos de maniobra, control y protección, estructuras, equipos de medición.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- Estos últimos precios deberán convertirse al Numerario al Nivel General de Precios, utilizando para este efecto el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos de América.
- Deberán adicionarse los costos de fletes y de internación a Guatemala correspondientes a la Fecha de Referencia.

3.3.2 PRECIOS DE REFERENCIA NACIONALES

Su estimación deberá efectuarse de acuerdo con el siguiente esquema:

- Se tomará su valor expresado en quetzales a la fecha de la adquisición.
- Se referirá el precio a la Fecha de Referencia empleando el Índice de Precios al por Mayor de Productos Manufacturados Nacionales en la Capital de Guatemala, según la publicación vigente del Banco de Guatemala.
- Se analizará la eventual existencia de cambios reales en aranceles e impuestos ocurridos entre la fecha de adquisición y la Fecha de Referencia. Si existieran, se incorporará el ajuste en el sentido que corresponda.
- Se convertirá el precio al Numerario empleando la Tasa de Cambio.

3.3.3 MATRIZ DE PRECIOS

Se deberá presentar en el Informe, una matriz cuyas filas representen los distintos materiales y cuyas columnas correspondan a cada fuente de información.

En el Informe de Etapa B, se justificará el precio eficiente de compra. A falta de una justificación válida deberá presentarse como precio a reconocer para cada material el menor dentro del conjunto de fuentes válidas. No obstante, en casos particulares debidamente fundamentados, se admitirán propuestas de un valor diferente debidamente justificado.

Cuando no se dispusiera de precio de algún material de determinadas características podrán usarse curvas de ajuste de precios de otros materiales integrantes del mismo tipo y familia (por ejemplo, conductores del mismo material pero de distintos calibres).

3.4 MANO DE OBRA

Los precios reconocidos por mano de obra deberán seguir los siguientes criterios:

- Deberán surgir de precios 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.
- 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.

3.5 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.
- Costo de mantenimiento.
- Costos varios (seguro, impuestos de circulación, etc.).
- Los valores a reconocer podrán incluir un porcentaje en concepto de gastos generales o de estructura empresarial de un contratista y un beneficio razonable. La suma de ambos deberá justificarse.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Esta definición, deberá compararse con valores de mercado para el alquiler por tiempos prolongados o leasing de vehículos y equipos equivalentes.

3.6 OTROS COSTOS RECONOCIDOS

Dentro de las Unidades Constructivas podrán reconocerse los costos no asignables a materiales o a mano de obra, enumerados a continuación en forma no exhaustiva. Los porcentajes a considerar deberán ser propuestos en el Estudio, sobre la base de la experiencia internacional y justificaciones respectivas en obras de distribución eléctrica y sustentados con base en prácticas de Ingeniería de una empresa eficiente. A continuación se presentan porcentajes que debidamente justificados, podrían ser tomados como límite máximo para algunas unidades constructivas:

- Ingeniería: uno punto cinco por ciento (1.50%) del costo de materiales, mano de obra y vehículos y equipos de montaje.
- Supervisión de Obra: uno punto cinco por ciento (1.50%) del costo de materiales, mano de obra y vehículos y equipos de montaje.
- Imprevistos: cinco por ciento (5.00 %) del costo de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje e ingeniería.

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 documentados.

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.

3.7 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA B

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Lista de los materiales y equipos utilizados en las instalaciones de los Sistema Eléctricos del Distribuidor, indicando los costos unitarios recopilados.

- Lista de los materiales y equipos a utilizar en las instalaciones de los Sistemas Eléctricos de la Empresa Eficiente indicando los costos unitarios.
- Documentación que permita verificar y sustentar los valores cuyo reconocimiento se requiere.

4 ETAPA C - 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 de análisis de treinta (30) años, 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 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:

- Líneas aéreas de MT:
 - Estructuras de concreto, de acero y de madera
 - Aisladores de porcelana y poliméricos

- Conductores de aleación de aluminio, de aluminio y de cobre, con y sin cubierta de protección
- Cables subterráneos de MT:
 - Formación unipolar y tripolar
 - Conductores de aluminio y de cobre
- Centros de transformación MT/BT:
 - Transformadores en aceite montados sobre estructuras simples o de doble poste, de concreto y de madera
 - Transformadores en aire
 - Subestaciones compactas (Pad mounted)
- Líneas aéreas de BT:
 - Estructuras de concreto, de acero y de madera
 - Conductores de aluminio y de cobre, con y sin protección, y de aluminio preensamblados
- Cables subterráneos de BT:
 - Conductores de aluminio y de cobre
- Otros

4.3 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

4.3.1 DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Considerando lo desarrollado en el inciso 5.2 se deberá justificar el uso en su red de las Unidades Constructivas basadas en las tecnologías aplicadas por una empresa eficiente y 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.
- 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.
- 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.

La CNEE emitirá las observaciones que considere necesarias a los Informes del Estudio presentados por el Distribuidor. Se deberán analizar dichas observaciones para su inclusión en el Estudio según corresponda.

4.3.2 COMPOSICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Para cada unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Las unidades constructivas deben responder a la tecnología eficiente que minimice los costos de inversión, instalación, operación y mantenimiento, para el horizonte de vida útil que le corresponde a cada tipo de material. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

Deberá presentarse el diseño básico de cada Unidad Constructiva, con detalle suficiente como para permitir la estimación objetiva de su costo. Por ejemplo, para cada Unidad Constructiva línea aérea deberán estimarse las cantidades de cada uno de los siguientes conjuntos:

- Conductor,
- Estructuras de alineación,
- Estructuras de cambio de dirección,
- Estructuras terminales,
- Conexiones a tierra,
- Retenidas y anclajes,

- Otros.

4.3.3 CÓMPUTO DE RECURSOS POR CONJUNTO

Cada uno de los conjuntos que constituyen una Unidad Constructiva estará constituido por varios materiales, cuyos precios deberán estar reflejados en el Informe de Etapa B. Por ejemplo, para una estructura de alineación ellos serán:

- Estructura,
- Cruceos,
- 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 movilidad y equipamiento).

4.3.4 PRECIO DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Con los precios de referencia de materiales, mano de obra y vehículos y equipos de montaje de la empresa modelo eficiente, deberán determinarse los 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:

- Deberá preverse la distribución espacial de la demanda realizada en el Informe de Etapa A.
- La red de distribución deberá diseñarse considerando los valores mínimos de factor de potencia de los usuarios establecidos en las NTSD.
- Los precios de referencia propuestos, deberán ser calculados y presentados en el Informe de Etapa B.
- 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 las redes de BT deberán mantenerse las tensiones monofásicas y trifásicas actualmente en uso y evaluarse el costo anual de distintas configuraciones de distribución.

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 en el área. 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 deberá tomarse en cuenta para el dimensionado de los componentes de las redes de MT y BT y para el cálculo de las pérdidas correspondientes. 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.

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 podrá extraerse de la realidad o bien ser ficticio, pero en todo caso la longitud total de las calles del área representativa deberá responder aproximadamente a mediciones reales sobre las áreas representadas por aquélla.

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

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 la 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. Si el modelo lo requiriera, deberá además extender una licencia de uso a nombre de la CNEE.

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 el caso de áreas especiales (p.e. Antigua Guatemala.), deberá justificarse el uso de una tecnología ad hoc para las mismas. Los resultados correspondientes a estas áreas, sólo podrán extrapolarse a las zonas que ellas representen.

Adicionalmente al tratamiento de las áreas especiales, se podrán incorporar restricciones exógenas al desarrollo de la Red, como por ejemplo obstáculos que impidan el cumplimiento de las distancias eléctricas de seguridad establecidas en las NTDOID.

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.

El tamaño de la muestra será del 10% sobre la cantidad de alimentadores de MT, y el 1% de los transformadores de MT/BT. La selección será aleatoria, y la asignación de los transformadores proporcional a la potencia instalada.

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
- Reguladores de tensión cuando la configuración de la red los requiera y se justifiquen económicamente
- Reconectadores
- Seccionadores
- Los valores unitarios a utilizar deberán ser los reconocidos en el Informe de Etapa B.

4.4.5 IDENTIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y SUBTRANSMISIÓN 2010-2015.

Se deberá realizar un análisis de los requerimientos de instalaciones de Distribución y/o Subtransmisión necesarias para abastecer el crecimiento vertical y horizontal (por separado) de la Demanda proyectada hasta el año final de aplicación del próximo período tarifario para el área de concesión de la Distribuidora (2010-2015).

Estos requerimientos, 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, vertical, horizontal, etc -) 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.



Asimismo, se requiere la presentación de las inversiones necesarias para la renovación de las instalaciones actuales del distribuidor, para el próximo período tarifario (2010-2015).

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

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

dobles circuitos. Para la definición del porcentaje, deberán calcularse, entre otros, 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 OTRAS INSTALACIONES A RECONOCER

Dependiendo de su función y con la justificación específica requerida, se podrá utilizar instalaciones atípicas no contempladas en la modelación antes mencionada, tales como:

- Líneas subterráneas de MT y de BT.
- Tendido de redes de BT sobre ambos bordes de calles anchas.

Las cantidades a reconocer deberán tener correlación con las existentes actualmente, las que deberán ser informadas pormenorizadamente para que la CNEE pueda analizar si aquéllas son razonables para la red optimizada. La CNEE realizará las observaciones que sean necesarias.

4.4.9 VNR DE ACOMETIDAS Y EQUIPOS DE MEDICIÓN

4.4.9.1 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 acometidas para cada formación y rango de corriente e información de 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 el ECC. La clasificación deberá efectuarse para el año base.
- 3) Determinación de la longitud media real de acometidas.
- 4) Cálculo del VNR de cada tipo de acometida, multiplicando su VNR unitario calculado según el punto 1) por la longitud media de acometidas 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.

4.4.9.2 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 óptimo de medidor para cada categoría tarifaria e información de 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) Aplicación del VNR unitario 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.

4.4.10 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES DE TERCEROS

Se considerarán bajo este rubro las obras ejecutadas por terceros 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). 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 precios unitarios 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.

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:

$$\frac{r}{(1+r)^{To} - 1}$$

Donde:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- 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".

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.

4.4.11 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES DEL PER

Para las instalaciones ejecutadas por el Distribuidor con aportes del PER, optimizadas según los criterios expuestos en el punto 4.4, se reconocerá su VNR. A tal fin deberán usarse las cantidades optimizadas de Unidades Constructivas y los correspondientes precios unitarios reconocidos en el Informe de Etapa B.

Del importe total del VNR calculado deberá descontarse la suma de los aportes recibidos, actualizados a la Fecha de Referencia utilizando los Índices de Precios al Consumidor publicados por el INE.

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.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- 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.

4.6 UTILIZACIÓN DE COMPARACION CON EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE RANGOS DE DENSIDADES SIMILARES PARA DETERMINAR EL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO.

- En el caso de que la Distribuidora no cuente con la información y recursos suficientes para llevar a cabo el estudio por la metodología de Dameron descrita en los incisos anteriores para determinar su VNR, podrá proponer a la Comisión la utilización de una metodología basada en la comparación y utilización de VNR de empresas distribuidoras con densidades de carga parecidas a las de la Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango, según los rangos de densidad que defina la Comisión. Dichos estudios deberán haber sido aprobados por la Comisión, y la utilización de dichos valores deberá hacerse adaptándolos con criterios técnicos, teóricos y económicos válidos, a las características de la distribuidora.

4.7 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA C

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- 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.
 - Planillas de cálculo de precios.
 - Memorias de cálculo del proceso de selección de tecnologías óptimas 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 que permitan a la CNEE verificar y reproducir el proceso.
- Identificación de Instalaciones de Distribución y Subtransmisión 2010-2015:
 - Esquemas eléctricos del sistema actual y del sistema propuesto, incluyendo los correspondientes alimentadores de MT.
 - Ubicación geográfica de las posibles instalaciones.
 - Memorias de cálculo de la optimización, incluyendo los correspondientes modelos que permitan a la CNEE verificar y reproducir el proceso.
 - Memorias de cálculo del VNR
- Programa o modelo matemático de optimización de redes a utilizar en el Estudio que contrate la Distribuidora, instalado en el equipo informático que la CNEE determine, incluyendo sus manuales, licencias y el soporte técnico para su uso dentro del período de realización del Estudio.

5 ETAPA D - ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

5.1 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.

5.2 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.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

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.

5.3 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA D

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- 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.
- Memoria de cálculo de la anualidad de reposición de cada una de las obras de terceros transferidas al Distribuidor.

6 ETAPA E - BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

6.1 OBJETO

El objeto de esta etapa será la elaboración de un balance de energía anual y de potencia en la hora de punta de la Distribuidora, que permita determinar las pérdidas 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. Estos factores deberán calcularse con el objeto de que el costo de transmitir los flujos de energía y potencia a nivel de distribución también sea pagado por los usuarios.

6.2 PROCESO DE CÁLCULO

El balance deberá mostrar 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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

técnicas y no técnicas en BT y la energía y la potencia suministradas y facturadas en BT.

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.

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

En función de los resultados del balance de energía y potencia deberá determinarse la energía suministrada a usuarios de BT y de MT, incluyendo los no regulados.

- 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, según lo definido en el punto 6.4 del presente documento.

6.2.2 PÉRDIDAS EN BT

6.2.2.1 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, según lo definido en el punto 6.4 del presente documento.
- 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 aquella. Sumando las pérdidas para todas las áreas se obtendrá el valor total para el Distribuidor.

6.2.2.2 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.

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

6.2.2.3 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.

6.2.2.4 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.

6.2.2.5 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.



6.2.3 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.

6.2.4 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.

6.2.5 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 no regulados.

6.2.6 PÉRDIDAS EN MT

6.2.6.1 Pérdidas Técnicas de Potencia

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

6.2.6.2 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.

6.2.7 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.

6.3 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.

6.4 ESTUDIOS DE CARACTERIZACION DE LA CARGA (ECC): FACTORES DE SIMULTANEIDAD:

En caso de que la Distribuidora no cuente con un Estudio de Caracterización de la Carga propio, la Distribuidora podrá solicitar a la CNEE se le faciliten los factores de forma y simultaneidad que mejor representen su mercado. La CNEE calculará dichos factores con base a las mediciones resultantes de Estudios de Caracterización de la Carga realizados por otras distribuidoras, con los ajustes técnicos correspondientes al mercado de la Distribuidora.

6.5 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA E

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Balance de energía y potencia del sistema eléctrico de distribución.
- Memoria de cálculo de energía y potencia en cada nivel de tensión.



7 ETAPA F - COSTOS DE EXPLOTACIÓN

7.1 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 precios del año base.

7.2 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.

7.3 COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

7.3.1 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.

7.3.2 COMPONENTES

Los Costos Directos de Operación y Mantenimiento deberán incluir el costo de materiales, 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.

7.3.3 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).
- 2) 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. Deberán calcularse como mínimo los siguientes costos unitarios de Operación y Mantenimiento para cada tipo de instalación:
 - Líneas de MT (US\$/km),
 - 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.
- 4) Para los materiales y repuestos deberán adoptarse los precios de referencia (Etapa B).
 - 5) 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.
 - 6) Para los servicios contratados a terceros deberán adoptarse los precios de referencia en el Informe de Etapa B. Se podrán aceptar cálculos de costos que utilicen recursos propios del Distribuidor o de empresas subsidiarias o asociadas, siempre y cuando sean competitivos en relación con los precios de mercado.
 - 7) 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.
 - 8) 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.
 - 9) 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.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

7.4 COSTOS DIRECTOS DE COMERCIALIZACIÓN

7.4.1 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.

7.4.2 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

7.4.3 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.
1. 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.
 2. 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 sean competitivos en relación con los precios de mercado.
 3. 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.
 4. 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.
 5. 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.

7.5 COSTOS INDIRECTOS

7.5.1 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.

7.5.2 COMPONENTES

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

- Estructura empresarial:
 - Gerencia General.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- Auditorias Interna y Externa y Asesoría Legal.
- Relaciones Institucionales.
- Administración y Finanzas:
 - Administración, Finanzas y Contabilidad.
 - Control y Gestión.
 - Compras.
 - Sistemas Informáticos.
- Planificación e Ingeniería:
 - Planificación de inversiones, con proyecto a cargo de terceros y 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.
- Sanciones por incumplimiento de la Calidad del Servicio Técnico (sólo por interrupciones).
- Otros.

7.5.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

7.5.3.1 COSTOS DE LA ESTRUCTURA EMPRESARIAL

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 7.5.2. 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.

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.

7.5.3.2 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.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

7.5.3.3 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.

7.5.4 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.

7.6 UTILIZACIÓN DE COMPARACIÓN CON OTRAS EMPRESAS MODELOS PARA DETERMINAR LOS COSTOS DE EXPLOTACION.

- En el caso de que la distribuidora no cuente con la información y recursos suficientes para llevar a cabo el estudio de costos de explotación de la manera descrita en los incisos anteriores de este apartado, podrá proponer a la Comisión la utilización de una metodología basada en la comparación y utilización de Costos de Explotación de empresas modelo definidas para empresas distribuidoras con características semejantes a las de la Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango, según indicadores que definirá la Comisión. Dichos estudios serán aprobados por la Comisión, y la utilización de dichos valores deberá hacerse adaptándolos con criterios teóricos, técnicos y económicos válidos, a las características de la distribuidora.

7.7 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.

7.8 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA F

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 utilizados para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento.
- Memoria de cálculo y modelos utilizados para la determinación de los Costos Directos de Comercialización.
- Memoria de cálculo y modelos utilizados para la determinación de los Costos Indirectos.
- Proyección de los costos directos (Operación y Mantenimiento, y de Comercialización), para los años del quinquenio, atendiendo el crecimiento de los usuarios y las inversiones en expansión para dicho período; a precios del año base.



8 ETAPA G - COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD Y CARGO DE CONSUMIDOR

8.1 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.

8.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

8.2.1 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:

$$CFBT = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n CCBT_i}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n USUBT_i} * \frac{1}{12}$$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

CFBT	Cargo por Consumidor a nivel de Baja Tensión.
CCBT_t	Costos de Comercialización Anuales a nivel de Baja Tensión.
USUBT_t	Proyección del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria para el año t, en el nivel de Baja Tensión.
N	Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe considerarse el período de aplicación tarifaria.

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	Cargo por Consumidor a nivel de Media Tensión.
CCMT_t	Costos de Comercialización Anuales a nivel de Media Tensión.
USUMT_t	Proyección del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria para el año t, en el nivel de Media Tensión.
N	Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe considerarse el período de aplicación tarifaria.

8.2.2 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 el promedio de 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 (2010 a 2015). En este sentido es necesario tomar en cuenta que los gastos indirectos permanecerán constantes durante el quinquenio.

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 8.3.

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 a los años 2007, 2008, 2009, y parte del 2010). 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.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:

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

Donde:

- CDMT Componente de Costos del VAD en el nivel de Media Tensión.
- 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 4.4.10 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 8.3 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 a los años 2007, 2008, 2009, y parte del 2010. El VNRMT₀ deberá cubrir la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el período tarifario (2010-2015).
- 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.

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:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

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

Donde:

- CDBT** Componente de Costos del VAD en el nivel de Baja Tensión.
- 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 4.4.10 del presente documento). Para poder incluirse en este concepto dicho VNR debió descontarse previo del VNRBT₀.
- FRC:** Factor de Recuperación del Capital, calculado según el punto 8.3 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 a los años 2007, 2008, 2009, y parte del 2010. El VNRBT₀ deberá cubrir la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el período tarifario (2010-2015).
- 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.

8.2.3 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.

8.3 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:

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

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 = Periodo de amortización (= T_o).
G = Alícuota del Impuesto Sobre la Renta = 31% = 0,31.

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.

8.4 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA G

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.



9 ETAPA H - INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CUADRO TARIFARIO

9.1 OBJETO

En esta etapa deberá presentarse toda la información necesaria que permita la discriminación del VAD en cada una de las categorías tarifarias.

9.2 RESULTADOS DEL ECC

- Se deberán utilizar los factores establecidos en el RLGE, provenientes del ECC, según lo definido en el punto 6.4 del presente documento, entre otros:
- F1MTP, F1BTP y F1NRP: Factores de coincidencia interna de usuarios de MT, BT y no regulados, respectivamente, con demanda máxima en horario de punta.
- F1MTFP, F1BTFP y F1NRFP: Factores de coincidencia interna de usuarios de MT, BT y no regulados, respectivamente, con demanda máxima en horario fuera de punta.
- F2MTP, F2BTP y F2NRP: Factores de coincidencia externa en horario de punta de usuarios de MT, BT y no regulados, respectivamente.
- F2MTFP, F2BTFP y F2NRFP: Factores de coincidencia externa en horario fuera de punta de usuarios de MT, BT y no regulados, respectivamente.
- NHU: Tiempo medio de uso de los usuarios cuya demanda de potencia no se mide, correspondiente a un factor de carga medio constante.

9.3 INFORMACIÓN SOBRE EL MERCADO DEL DISTRIBUIDOR

Para efectuar la simulación de la aplicación de la Propuesta Tarifaria al escenario de mercado del Distribuidor correspondiente al año base y poder comparar los impactos tarifarios sobre las facturaciones correspondientes, deberá presentarse como mínimo la siguiente información:

- Cantidad de usuarios y consumos facturados por categoría tarifaria, con desagregación mensual. Para categorías con medición de demanda, adicionalmente las demandas máximas contratadas y registradas.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- Costos de energía y potencia adquiridas por el Distribuidor durante el año base, con resolución mensual.
- Precio de la potencia de punta reconocido por el AMM para el cálculo del Saldo de Costo de Potencia (SCP).
- Peajes pagados al STEE (primario y secundario), con desagregación mensual.
- Ingresos por peajes en función de transportista, con desagregación mensual.
- Previsiones sobre la evolución de precios en el mercado de electricidad en el período 2010-2015, señalando sus fuentes de información.

9.4 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA H

Este Informe deberá contener como mínimo el resumen de la información mencionada, y la verificación planteada sobre el análisis de la posible sobreventa de potencia.

10 ETAPA I – ESTUDIO TARIFARIO

10.1 OBJETO

Sobre la base de la información básica recopilada y los resultados obtenidos a lo largo del Estudio así como el análisis de las observaciones efectuadas por la CNEE y en cumplimiento del artículo 98 del Reglamento, se deberá obtener cada uno de los términos del Pliego Tarifario que resulten de la aplicación de las componentes del VAD calculadas, en un todo de acuerdo con lo establecido en la Ley y el Reglamento, que constituirán las Tarifas Base a presentar ante la CNEE.

10.2 ALCANCE

El Estudio Tarifario deberá incluir las siguientes partes:

- Condiciones Generales de aplicación del pliego tarifario
- Propuesta de Tarifas Base No Sociales
- Propuesta de Tarifa Base Social



- Propuesta de Fórmulas de Ajuste
- Simulaciones de la aplicación del Pliego Tarifario.

10.3 CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO

Para efectos del Estudio, en el mismo se deberán proponer las condiciones generales de aplicación del pliego tarifario, considerando entre otras, los siguientes:

- El monto a reconocer por corte y reconexión de suministro.
- Criterio para definir la participación en punta y fuera de punta de las distintas categorías tarifarias.
- La reclasificación tarifaria, y el período mínimo de permanencia.
- Criterio de clasificación y aplicación para servicios temporales.
- Otros

Cada criterio propuesto, deberá estar técnica, económica y legalmente justificado.

10.4 PROPUESTA DE TARIFAS BASE NO SOCIALES

La Propuesta de Tarifas Base No Sociales deberá ceñirse a lo dispuesto en la Ley y en su Reglamento, y deberá contener, como mínimo, lo siguiente:

- Pliego Tarifario. Adicional a las categorías tarifarias contempladas en la Ley y su reglamento, podrá incluir debidamente justificado, categorías adicionales para sistemas de riego agrícola que operen fuera de horas de punta y para demandas estacionales y los correspondientes cargos por reconexión.
- Planilla de Cálculo en formato Excel en la cual aparezcan claramente los datos o insumos utilizados para cuantificar las Tarifas Base No Sociales y se consigne la programación automática y electrónica para producir los valores de aquéllas.
- Informe analítico que incluya, como mínimo, lo siguiente:
- Justificación de cada uno de los elementos considerados para la cuantificación de la Propuesta de Tarifas Base.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- Datos de la fuente y los valores de la información básica utilizada y justificación detallada de todo procesamiento realizado a los resultados tomados del ECC. Éstos no podrán ser modificados en sus magnitudes aunque sí procesados si no correspondiesen exactamente a las variables explicativas requeridas por esta etapa del Estudio. El procesamiento que eventualmente se realice deberá ser explicado en detalle.
- Detalle de los valores adoptados para el VAD.
- Descripción y Planilla de Cálculo antes mencionada con explicación detallada de las fórmulas utilizadas.
- Si la CNEE hubiera observado alguno de los parámetros, metodologías, montos propuestos en los Informes de Etapa y éste no considerara aceptables las observaciones, deberá presentarse un documento con la argumentación de cada una de las observaciones realizadas.

10.5 PROPUESTA DE TARIFA BASE SOCIAL

La Propuesta de Tarifa Base Social deberá ajustarse a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, y la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (Decreto Número 96-2000).

Deberá contener, al menos, lo siguiente:

- Propuesta de Tarifa Social.
- Planilla de Cálculo en formato Excel en la cual aparezcan claramente los datos o insumos utilizados para cuantificar la Tarifa Base Social y se consigne la programación automática y electrónica para producir los valores de aquéllas.
- Informe analítico que la sustente y que presente y describa la correspondiente planilla de cálculo. Este informe deberá tener similar contenido que el descrito en el punto 10.4 y podrá estar integrado a él.

10.6 PROPUESTA DE FÓRMULAS DE AJUSTE

Las Fórmulas de Ajuste de las Tarifas Base tienen por objeto incorporar en ellas las modificaciones en los costos de los insumos en que deba incurrir el Distribuidor para la prestación del servicio de distribución eléctrica y que estén fuera de su control. Se destacan los cambios en los precios de las compras de electricidad, los cambios en los costos regulados del sistema de transmisión y los cambios nominales de precios que modifiquen el VAD y el Cargo de Consumidor.

10.6.1 AJUSTES ANUALES DE PRECIOS DE COMPRA DE POTENCIA Y ENERGÍA

Los Precios Base de Compra de Potencia y Energía deberán ajustarse anualmente según lo establecido en el artículo 86 del Reglamento y en el artículo 88 del Reglamento del AMM, que define el Informe de Costos Mayoristas para el traslado de costos y precios de energía y potencia a las tarifas de los usuarios regulados. A tal efecto en el Estudio se deberán proponer las Fórmulas de Ajuste correspondientes.

10.6.2 AJUSTES TRIMESTRALES DE PRECIOS DE COMPRA DE POTENCIA Y ENERGÍA

Trimestralmente deberán efectuarse las correcciones previstas en el artículo 87 del Reglamento. A tal efecto en el Estudio se deberán proponer las Fórmulas de Ajuste correspondientes, que deberán cumplir con los siguientes lineamientos generales:

- Sólo podrán trasladarse a los usuarios los costos establecidos en el artículo 86 del Reglamento, correspondientes a compra de energía y potencia, y los de transmisión que surjan de la aplicación del artículo 88 del Reglamento.
- Las modificaciones de los ingresos del Distribuidor provenientes de las Fórmulas de Ajuste deben, en el mediano plazo, ser neutras respecto a su remuneración neta. En consecuencia, todo incremento o decremento de dicha remuneración debe estar relacionado directamente con incrementos o decrementos del gasto verificable del Distribuidor.

10.6.3 AJUSTES SEMESTRALES DEL VAD Y DEL CARGO DE CONSUMIDOR

El VAD y el Cargo de Consumidor deberán ajustarse, según lo establecido en el artículo 92 del Reglamento, mediante Fórmulas de Ajuste que contemplen la estructura de costos planteada en el Estudio, soportadas en índices de precios de conocimiento público, y emanados de fuentes de reconocida credibilidad. Los ajustes podrán ser semestrales o anuales.

Según lo previsto en el artículo 92 del Reglamento, anualmente deberá aplicarse un factor de reducción anual del VAD y del Cargo de Consumidor (Factor X) a fin de tomar en cuenta el efecto de mejoras de la eficiencia y de economías de escala. Ambos factores deberán formar parte de la propuesta de Fórmulas de Ajuste. La Propuesta de Fórmulas de Ajuste del VAD y del Cargo de Consumidor deberá contener, al menos, lo siguiente:

- Planilla de Cálculo en formato Excel en la cual aparezcan claramente ejemplos de datos o insumos utilizados para cuantificar los factores de ajuste producidos por las Fórmulas de Ajuste propuestas y se consigne la programación automática y electrónica de su aplicación en forma tal que



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

sea posible observar el proceso de cálculo de aquéllos. La Planilla deberá presentarse sin protección para que pueda ser utilizada o reprogramada por la CNEE sin requerir contraseña de desbloqueo.

- Informe analítico que incluya:
 - a) Demostración de la racionalidad y conveniencia de las fórmulas propuestas.
 - b) Análisis crítico y comparación con las fórmulas vigentes.
 - c) Descripción de cada una de las fórmulas utilizadas en la Planilla de Cálculo mencionada con el fin de facilitar su comprensión.

10.7 SIMULACIONES DE LA APLICACIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO

El Estudio Tarifario deberá incorporar, las simulaciones necesarias para verificar que el producido tarifario es compatible con el VAD eficiente, para cada uno de los niveles de tensión.

Como mínimo para realizar esta verificación se deberá simular:

- La proyección de demanda distribuida, obtenida en la Etapa A, para el período tarifario, por nivel de tensión y tarifa, incluyendo los grandes usuarios.
- La desagregación de la demanda distribuida proyectada en componentes del mercado: en número de clientes, consumos y potencia facturada de cada categoría tarifaria y por mes del período tarifario 2010-2015.
- El producido tarifario mensual para recuperar el VAD, que resulta de aplicar la Propuesta Tarifaria Resultante (neta de los componentes de costo de abastecimiento considerados en el mecanismo de *pass through*) a las proyecciones de demanda distribuida desagregada en componentes del mercado, de modo que se identifiquen separadamente las partes que corresponden a CDMT, CDBT, CFMT y CFBT .
- Se deberá verificar que el producido tarifario resulte exactamente en la recuperación del VAD autorizado para la actividad de Distribución. Es decir, que el producido tarifario calculado para cada componente, promediado en todo el período tarifario, en cada nivel de tensión, deberá igualar el numerador de las fórmulas que definen CDBT y CDMT en el punto 8.2.2. y CFMT y CFBT en el punto 8.2.1.
- En el caso de que el producido tarifario calculado para cada componente resulte mayor o menor que el correspondiente al VAD autorizado, deberán



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

ajustarse proporcionalmente los valores de de CFBT, CFMT, CDMT y CDBT de modo que se obtenga la requerida igualdad del producido tarifario con el VAD autorizado.

La presentación de las simulaciones deberá contener, al menos, lo siguiente:

- Planilla de Cálculo en formato Excel, en la cual aparezcan claramente los datos o insumos utilizados para efectuar las simulaciones y se consigne su programación automática y electrónica, de modo de permitir variar las hipótesis adoptadas y calcular nuevas simulaciones. La Planilla deberá presentarse sin protección para que pueda ser utilizada, reprogramada o replicada por la CNEE sin requerir contraseña de desbloqueo.
- Verificación que no exista sobreventa de potencia.
- Informe analítico que incluya:
 - Información básica que sustenta cada simulación.
 - Descripción de cada una de las fórmulas utilizadas en la Planilla de Cálculo mencionada con el fin de facilitar su comprensión.
 - Adicionalmente, deberá calcularse la relación entre la potencia coincidente (resultante del balance de potencia realizado en el Estudio) y la suma de las potencias vendidas en cada nivel de tensión, considerando las categorías tarifarias propuestas. Deberá comprobarse que dicha relación sea igual a uno (1.0), con un margen de tolerancia de dos por ciento (2 %). Si no se cumpla dicha condición, los factores de coincidencia y tiempo medio de uso provenientes del ECC, señalados en el punto 9.2 deberán afectarse por un factor único en cada nivel de tensión, de manera de llevar dicha relación al límite superior o inferior del margen de tolerancia, según corresponda.

ANEXO: Se agrega como anexo a la presente resolución un ejemplo de la Elaboración del Mapa de Densidades de Carga.

NOTIFIQUESE.-

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
Presidente



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director

Ingeniero Enrique Moller Hernández
Director

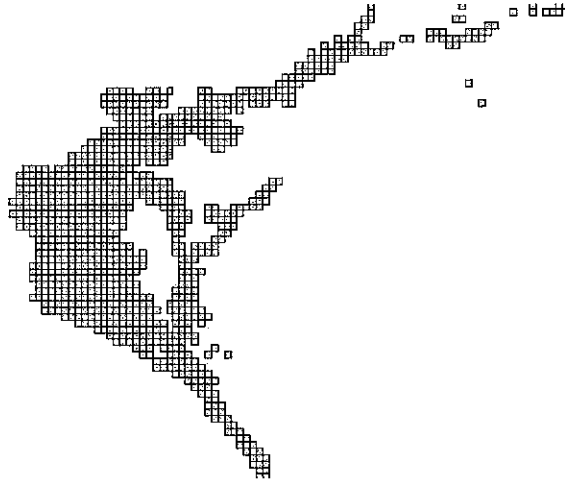


Anexo

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.

Densidad = (suma de demandas de suministros)/(área de la cuadrícula)

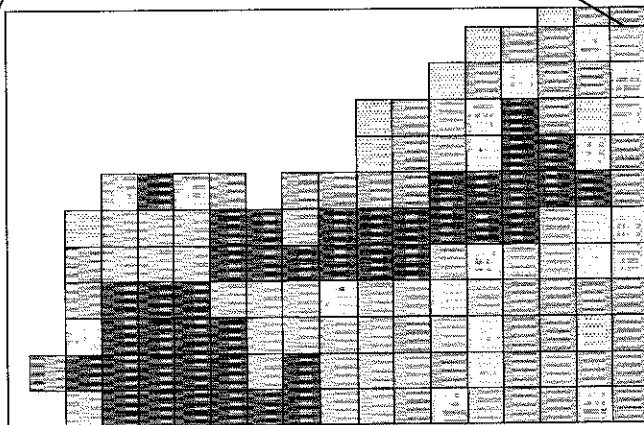
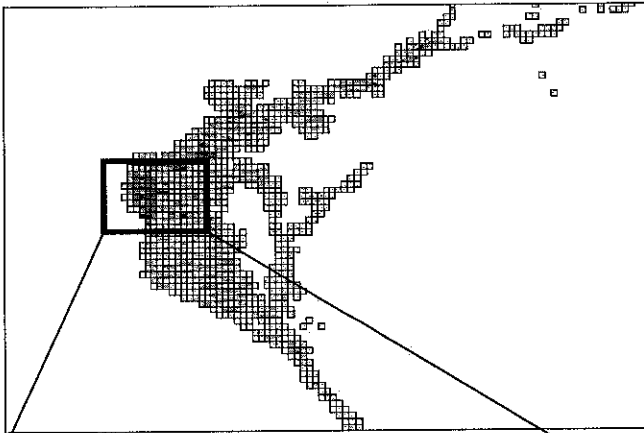
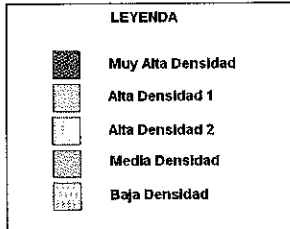
- 3) Se categorizan las cuadrículas en función de la densidad obtenida en el paso anterior, según el siguiente cuadro:

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	$C \leq d < B$

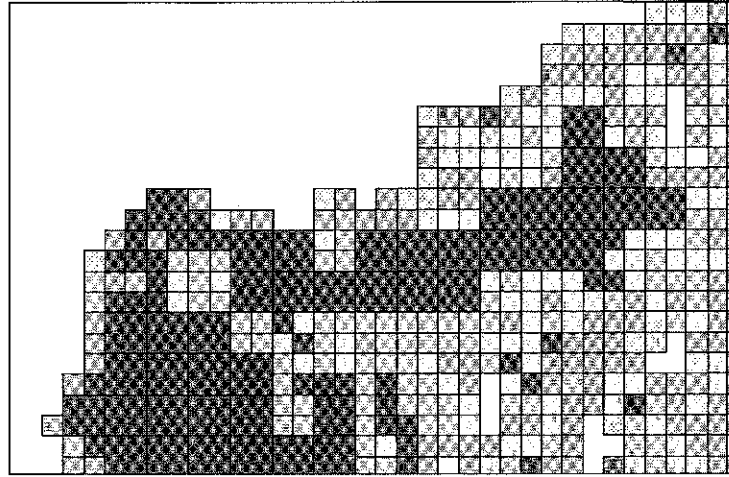
Media	$D \leq d < C$
Baja	$d < D$

4) Se grafican los resultados obtenidos:

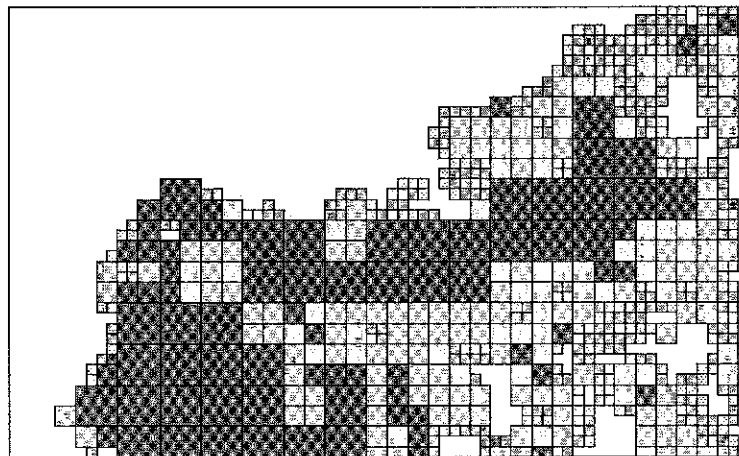


- 5) Se mantienen las cuadrículas de "Muy Alta Densidad" con 400 m de lado y se dividen las restantes entre 4, generándose cuadrículas de 200 m de lado.
- 6) Se vuelve a calcular la densidad de demanda en cada cuadrícula de 200 m de lado (0,04 km²), eliminando las que resultan con densidad nula.

- 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.

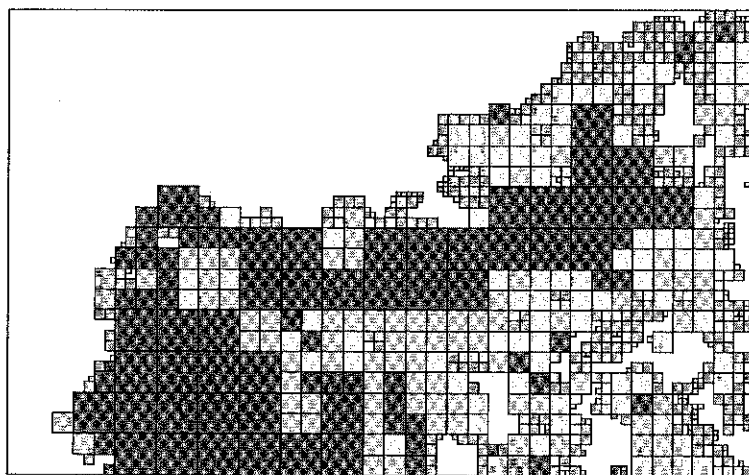


- 8) Se mantienen las cuadrículas de "Muy Alta Densidad" y de "Alta Densidad" con 400 y 200 m de lado y se dividen las restantes entre 4, generándose cuadrículas de 100 m de lado.
- 9) Se vuelve a calcular la densidad de demanda en cada cuadrícula de 100 m de lado (0,01 km²), eliminando las que resultan 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.




Comisión Nacional de Energía Eléctrica