

**RESOLUCIÓN CNEE-199-2025**  
**Guatemala, 17 de junio 2025**  
**LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley General de Electricidad -LGE-, en el artículo 4 establece, que entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-, 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 la Ley General de Electricidad, en el artículo 71 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 este 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 la Ley General de Electricidad, en el artículo 74 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 Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 97 preceptúa que los Distribuidores deberán contratar firmas consultoras especializadas para la realización de estudios con el objeto de calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución y que para el efecto, la Comisión elaborará un listado de las firmas consultoras calificadas para realizar los estudios tarifarios, así como los Términos de Referencia para su contratación, los cuales se basarán en los conceptos detallados en Ley General de Electricidad y sus Reglamentos; y que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución. Por su parte, el artículo 98 del mismo Reglamento determina que cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que

servirán de base para la elaboración del Estudio del Valor Agregado de Distribución por parte de la distribuidora.

**CONSIDERANDO:**

Que para dar cumplimiento a las disposiciones legales anteriormente establecidas y en virtud que los pliegos tarifarios vigentes de la **Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios**, vencen el 31 de agosto de 2026, es necesario aprobar los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio del Valor Agregado de Distribución, de dicha distribuidora, para cumplir con el plazo de doce meses de anticipación establecido en la normativa e iniciar así, el estudio que servirá de base para la fijación de un nuevo pliego tarifario.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en ejercicio de sus funciones, con base en lo considerado, leyes citadas, y con fundamento en los artículos 4, 5, 6, 53, 59 y del 71 al 79 de la Ley General de Electricidad; 1, 2, 3, y del 65 al 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,

**RESUELVE:**

- I) Aprobar los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio del Valor Agregado de Distribución para la **Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios**, los cuales se detallan en el anexo de la presente resolución.
- II) Los Términos de Referencia aprobados por medio de la presente resolución, podrán ser modificados y ampliados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por medio de adendas que se emitirán siempre y cuando coadyuven al desarrollo del referido estudio, en congruencia con los principios regulatorios contenidos en la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.

**NOTIFÍQUESE. -**

  
**Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez**  
Presidente

  
**Ingeniera Claudia Marcela Peláez Peláez**  
Directora

  
**Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar**  
Director

  
**Jorge Miguel Retolaza Alvarado**  
Secretario General



  
**Jorge Miguel Retolaza Alvarado**  
Secretario General

Resolución CNEE-199-2025

## ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-199-2025

### Términos de Referencia para la Realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución para la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios

## 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, para el período comprendido del 01 de septiembre de 2026 al 31 de agosto de 2031, que deberá ser presentado a consideración de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante indistintamente, Términos de Referencia o TdR.

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

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

### 1.2 DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS

<b>AMM:</b>	Administrador del Mercado Mayorista
<b>AMI:</b>	Advanced Metering Infrastructure
<b>Año Base:</b>	Período de tiempo comprendido entre el uno (01) de enero al treinta y uno (31) de diciembre del año dos mil veintidós (2024).
<b>Áreas Urbanas en Damero (AUD)</b>	Áreas urbanas de alta densidad de población con rangos diferenciales de densidades de carga. En ellas se aplica la metodología de tratamiento en damero. Su determinación se basa en consideraciones de tipo socioeconómico, estadístico y geométrico (áreas integradas por poblados mayores).
<b>AT:</b>	Alta tensión (Nivel superior a los 60,000 voltios).
<b>Alumbrado Público (AP):</b>	Instalaciones que forman parte del alumbrado público.
<b>BT:</b>	Baja tensión (Nivel de tensión igual o inferior a 1,000 voltios)
<b>CNEE o Comisión:</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
<b>CDMT:</b>	Cargo por potencia de distribución en media tensión
<b>CDBT:</b>	Cargo por potencia de distribución en baja tensión
<b>Cómputo de Tiempo:</b>	Será de aplicación el artículo 45 de la Ley del Organismo Judicial (Decreto Número 02-89 del Congreso de la República de Guatemala).

<b>Consultora o Consultor:</b>	Empresa especializada contratada por el Distribuidor para la realización del Estudio, previamente precalificada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
<b>Cuadro Tarifario:</b>	Conjunto de cargos y tarifas a aplicar por el Distribuidor conforme a las condiciones de aplicación al usuario final que apruebe la CNEE.
<b>Distribuidor o Distribuidora:</b>	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica. Para los efectos de los presentes Términos de Referencia se denominará Distribuidor o Distribuidora a la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios.
<b>ECC:</b>	Estudio de Caracterización de Carga o Estudio de Caracterización de las Cargas.
<b>Empresa Eficiente de Referencia</b>	Es la empresa a la que se refiere los artículos 60, 71, 73 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 84, 90, 91, 97 y 106 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y lo establecido en los presentes Términos de Referencia.
<b>Estudio (EVAD):</b>	Estudio de las Componentes del VAD, de conformidad con el Capítulo III, título IV de la Ley General de Electricidad.
<b>Económicamente Adaptada, Dimensionada Económicamente u Óptimamente Dimensionada:</b>	Según definición del artículo 67 de la Ley General de Electricidad, <i>"El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere"</i> .
<b>Factor de recuperación de capital (FRC):</b>	Factor de Recuperación de Capital, calculado en función de la Tasa de actualización de la inversión (TAI) aprobada por la CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos.
<b>Fecha de Referencia:</b>	30 de diciembre de 2024.
<b>Generador Distribuido (GD o GDs):</b>	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, conectada a la red de la Distribuidora.
<b>INE:</b>	Instituto Nacional de Estadística
<b>Informe de Etapa:</b>	Informe a presentar por el Distribuidor al concluir cada una de las etapas del Estudio.
<b>Ley (LGE):</b>	Ley General de Electricidad (Decreto Número 93-96 del Congreso de la República de Guatemala).
<b>Manzanado:</b>	Representación promedio de una manzana. Espacio urbano, edificado o destinado a la edificación, generalmente cuadrangular, delimitado por calles en todos sus lados.
<b>MT:</b>	Media tensión (Nivel de Tensión superior a 1,000 voltios, y menor o igual a 60,000 voltios).
<b>NTDROID:</b>	Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución, resolución CNEE-47-99 y sus modificaciones.

<b>NTSD:</b>	Normas Técnicas del Servicio de Distribución, resolución CNEE-09-99 y sus modificaciones.
<b>Numerario:</b>	Dólar de los Estados Unidos de América.
<b>PER:</b>	Plan de Electrificación Rural.
<b>Período Tarifario Anterior</b>	Quinquenio comprendido entre el período del 01 de septiembre de 2021 al 31 de agosto de 2026.
<b>Próximo Período Tarifario</b>	Quinquenio comprendido entre el período del 01 de septiembre de 2026 al 31 de agosto de 2031.
<b>Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE o Reglamento):</b>	Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas).
<b>Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM):</b>	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas).
<b>Resto de Red (RdR):</b>	Restantes demandas, no incluidas en las Áreas Urbanas en Damero.
<b>SIIAU:</b>	Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario
<b>SIMC:</b>	Sistema Integral de Medición de Calidad
<b>Sistema Eléctrico:</b>	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.
<b>Sistemas de distribución:</b>	Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el Reglamento de la Ley General de Electricidad.
<b>SNI:</b>	Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido en el RLGE.
<b>STEE:</b>	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, según lo establecido en el RLGE.
<b>Subestación AT/MT:</b>	Subestación del STEE que alimenta la red de MT del Distribuidor.
<b>Tasa de actualización (TAI):</b>	Tasa de Actualización de la Inversión determinada por la CNEE de acuerdo con lo establecido en el artículo 79 de la Ley General de Electricidad.
<b>Tarifa Social (TS):</b>	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).
<b>Tasa de Cambio:</b>	Tipo de cambio de referencia del Quetzal con respecto al numerario, publicado por el Banco de Guatemala vigente a la fecha de Referencia.
<b>Unidad Constructiva (UUC):</b>	Cada uno de los conjuntos de equipos en que puede descomponerse la red del Distribuidor a los fines del cálculo de su Valor Nuevo de Reemplazo.

<b>Usuario Autoprodutor con excedentes de energía (UAEE):</b>	Es el usuario del sistema de distribución que inyecta energía eléctrica a dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes.
<b>Valor Agregado de Distribución (VAD):</b>	Valor Agregado de Distribución, según definición de los artículos 71 y 72 de la Ley General de Electricidad.
<b>Valor Nuevo de Reemplazo (VNR):</b>	Valor Nuevo de Reemplazo, según definición del artículo 67 y 71 de la Ley General de Electricidad, es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere y deberá basarse en la estructura de una empresa eficiente de referencia.

### 1.3 FUNDAMENTO LEGAL

#### 1.3.1 FUNDAMENTO LEGAL – PROCESO PARA LA REALIZACIÓN DE LOS ESTUDIOS PARA CALCULAR LAS COMPONENTES DEL VAD

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 la literal c del artículo 4 de la Ley General de Electricidad (LGE). Están sujetos a regulación los precios de los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite señalado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (artículo 59 del RLGE).

La metodología contenida en los presentes Términos de Referencia se emite en cumplimiento de lo indicado en el artículo 74 y 77 de la LGE, y el artículo 98 del RLGE, que indica que cada cinco años, con anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, la Comisión deberá entregar a la Distribuidora los presentes TdR, para que ésta pueda contratar, de acuerdo con el artículo 97 del mismo Reglamento, a firmas consultoras especializadas precalificadas por la CNEE para este fin, la CNEE tendrá derecho a supervisar el avance del Estudio correspondiente. Asimismo, en cumplimiento de lo anterior, por medio de la resolución CNEE-77-2022 emitió el listado de las firmas consultoras calificadas para realizar estos estudios tarifarios, por lo que la Distribuidora deberá seleccionar dentro de esta lista a su Consultor.

De acuerdo con el artículo 98 del RLGE, el Estudio Tarifario elaborado por la Distribuidora, deberá ser entregado a la CNEE, cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas. El Estudio deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas

fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores formulando las observaciones que considere pertinentes.

El Distribuidor, a través de la empresa Consultora, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de quince días de recibidas las observaciones.

En caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio tarifario que la CNEE efectúe independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la Distribuidora (artículo 98 del RLGE). El estudio que efectúe la CNEE de forma independiente, podrá tomar como referencia Estudios de Valor Agregado de Distribución realizados previamente a empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Asimismo, los presentes Términos de Referencia se fundamentan en los artículos 59, 71, 72, 74, 76 y 78 de la Ley General de Electricidad, en los artículos 29, 64, 79, 80, 82 al 86, 88 al 93, 95, y 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 para el Suministro de Energía Eléctrica, y en la normativa vigente.

Para los fines del 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), en consecuencia, todos los plazos indicados en días no incluirán los días inhábiles.

### **1.3.2 FUNDAMENTO LEGAL – CRITERIOS TÉCNICOS PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL VAD**

Los artículos 71 y 72 de la Ley General de Electricidad definen el Valor Agregado de Distribución (VAD) como 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.

El VAD deberá contemplar al menos las siguientes componentes básicas:

- a. Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía.
- b. Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía.
- c. Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

Con el VAD resultante, y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, la CNEE estructurará un conjunto de tarifas para la

Distribuidora. Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica (artículo 76 LGE).

Asimismo, como lo indica el artículo 82 y 84 del RLGE, los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente y serán calculados cada cinco años.

De acuerdo con el artículo 82 del RLGE, los costos de suministro se calcularán en forma anual para el horizonte de proyección que se requiera, y comprenden: costos de compras de electricidad, costos de instalaciones, costos de consumidores, impuestos y tasas arancelarias, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales y otros costos que tengan relación con el suministro y que sean aprobados por la Comisión, de acuerdo con lo siguiente:

- a. Los costos se obtendrán de acuerdo con una empresa eficiente, en el instante que se calculan las tarifas.
- b. Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios. Al VNR de la empresa eficiente de referencia, se le calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que determine la CNEE con la metodología y vidas útiles definidas en los presentes TdR.
- c. Los costos de consumidores comprenden: supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad.
- d. Los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la actividad de Distribución.
- e. Los costos de mantenimiento comprenden: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución.
- f. Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales, incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración de la empresa eficiente de referencia.
- g. Una componente razonable de sanciones correspondiente a una empresa eficiente que preste un servicio de distribución con una calidad de servicio ajustada a las normas que establezca la Comisión.

**No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión:** los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento del Administrador del

**Resolución CNEE-199-2025**

Página 8 de 104

Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia a través de licitaciones públicas, **y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de distribución.** (artículo 83 RLGE).

El artículo 85 del RLGE por su parte establece que los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cinco años. Las proyecciones de costos deberán realizarse tomando como base los precios de la fecha en que se efectúe el Estudio (Fecha de Referencia), considerando el crecimiento previsto de la demanda, determinado conforme los lineamientos indicados en la Etapa A de los presentes Términos de Referencia, los planes de expansión de su red de distribución y los indicadores de operación y de costos unitarios definidos por la Comisión.

La Distribuidora deberá presentar como parte del estudio tarifario un resumen de las inversiones propias y de terceros (PER y donaciones) realizadas durante el Período Tarifario Anterior, relacionadas con las mejoras en sus redes de distribución para dar cumplimiento a sus obligaciones o para realizar proyectos de conexión de usuarios en sus redes; asimismo deberá presentar para el Próximo Período Tarifario para consideración de la CNEE, los planes de expansión de su red de distribución que incluyan los respectivos programas de inversión, de manera que la Comisión verifique su consistencia y proceda a su aprobación por escrito. La información histórica se comparará con los indicadores de crecimiento de la demanda respectivos para realizar las correlaciones pertinentes.

En cuanto al procedimiento establecido en la Ley y su Reglamento, para determinar y valorar los activos que conformarán el "Costo de Capital" de la actividad de distribución, se deberá considerar principalmente lo establecido en los artículos 67 y 73 de la LGE en cuanto a que el "El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio eficiente que se requiere". Asimismo, "El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia".

Los activos que forman parte de los Proyectos de Electrificación Rural, ejecutados con recursos del Estado, así como las donaciones de terceros, deben ser considerados como un subsidio, los cuales no podrán ser trasladados como costo al usuario. Las obras que se construyan con estos aportes serán administradas y operadas por la Distribuidora, la que se obliga a mantenerlas en perfectas condiciones de uso (artículo 47 LGE). Para el efecto es responsabilidad de la Distribuidora remitir la base de datos de información de estas instalaciones de acuerdo con la información requerida por medio de la resolución CNEE-50-2011.

**Resolución CNEE-199-2025**

Página 9 de 104

En el diseño de sus redes, la Distribuidora deberá considerar que está obligada a dar servicio mediante líneas aéreas, por lo que, si el municipio o cualquier interesado requiere distribución por un medio que resulte más costoso que el antes indicado, la diferencia de costos de inversión deberá ser absorbida por el interesado, pagándosela directamente a la Distribuidora (artículo 52 LGE). Se exceptúan las instalaciones subterráneas preexistentes a la vigencia de la Ley General de Electricidad las cuales serán reconocidas siempre y cuando estén debidamente sustentadas y documentadas por el Distribuidor.

### 1.3.3 FUNDAMENTO LEGAL – ESTABLECIMIENTO DE TARIFAS BASE

La Ley General de Electricidad, confiere a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la atribución legal de definir las tarifas de distribución sujetas a regulación y la metodología para su cálculo; en ese sentido, las tarifas a usuarios del Servicio de Distribución Final serán determinadas por la CNEE a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, que son libremente pactados entre generadores, distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere este Estudio. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios (artículo 61 LGE).

Una vez establecida, por medio de Resolución de la CNEE, la metodología para la determinación de las tarifas y sus fórmulas de ajuste no podrán ser modificadas durante su período de vigencia, salvo si sus reajustes triplican el valor inicial de las tarifas inicialmente aprobadas. (artículo 78 LGE).

Los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, estarán compuestos por las Tarifas Base y fórmulas de ajuste periódico. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:

- a. Cargo por Consumidor
- b. Cargo por Potencia de Punta
- c. Cargo por Potencia fuera de punta (fuera de punta – Resto; fuera de punta - Valle)
- d. Cargo por Energía

Las Tarifas Base serán ajustadas periódicamente mediante la aplicación de fórmulas de ajuste que reflejen la variación de los costos de distribución.

Las fórmulas de ajuste de las componentes de costos del VAD se ajustarán con fórmulas representativas de las estructuras de costos calculadas en conjunto con las tarifas base, de acuerdo con los resultados del presente Estudio. Se considerará además un factor de reducción anual que tome en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, que se aplicará anualmente (artículo 79 y 92 del RLGE). Este factor de reducción se determinará a partir de los análisis que realice la CNEE y se incluirá dentro de los factores de ajuste semestrales de los cargos por

distribución y cargos fijos que se definan en los cuadros tarifarios finales que apruebe la CNEE.

La Comisión aprobará por Resolución, para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores que estén por debajo del límite fijado en la definición de Gran Usuario, en la zona en la que se le autorizó a prestar el servicio, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, con base a los cargos indicados anteriormente o una combinación de ellos (artículo 80 RLGE).

Las tarifas a usuarios de servicio de Distribución Final, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias determinadas en función de dichas tarifas, los cargos por corte y reconexión serán aprobados cada cinco años por la Comisión y tendrán vigencia por ese período, salvo que se determinare la necesidad de una revisión extraordinaria de tarifas base (artículo 95 RLGE).

La Comisión, fijará los importes por concepto de corte y reconexión (artículo 50 LGE). Los cargos por reconexión, para cada categoría de consumidor, se calcularán como el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte necesarios para desconectar y reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la CNEE mediante Resolución, juntamente con la aprobación de tarifas. El cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro, de conformidad con la Ley y su Reglamento (artículo 93 RLGE).

Una vez aprobado el estudio tarifario a que se refieren los presentes Términos de Referencia, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas, las cuales se publicarán en el Diario de Centroamérica. Las tarifas se aplicarán a partir del primer día del mes siguiente de su publicación (artículo 99 RLGE).

#### 1.4 FECHAS LÍMITE DE ENTREGA

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 98 del Reglamento, el Estudio Tarifario (Informe de Etapa G.1), deberá estar culminado y entregado por el Distribuidor cuatro meses antes de la entrada en vigor de las nuevas tarifas, para su revisión y formulación de observaciones (si las hubiese), por parte de la CNEE.

El Distribuidor deberá entregar Informes de Etapa, que contengan los resultados parciales del Estudio, para conocimiento de la CNEE. En el cuadro siguiente se indica, para cada informe de etapa, 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	<b>Módulo A.1:</b> Estudio de Demanda – Proyección de la Demanda	Punto 2	13-octubre-2025
	<b>Módulo A.2:</b> Estudio de Demanda – Distribución Espacial de la Demanda	Punto 2	12-noviembre-2025

Etapa	Denominación	Referencia	Fechas límite de entrega
	en Áreas Urbanas en Damero y diseño del Resto de Red.		
B	Valores Eficientes de Referencia	Punto 3	12-diciembre-2025
C	<b>Módulo C.1:</b> Optimización de la Red del Distribuidor	Punto 4	30-enero-2026
	<b>Módulo C.2:</b> Anualidad de la Inversión	Punto 4	
D	Balance de Energía y Potencia	Punto 5	02-marzo-2026
E	Costos de Explotación	Punto 6	06-abril-2026
F	Componentes de Costos del VAD	Punto 7	17-abril-2026
G	Estudio Tarifario	Punto 8	
G.1	Propuesta del Distribuidor		4 meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas <sup>1</sup> 27- abril - 2026
	Audiencia Pública (CNEE-56-2011 y sus modificaciones)		Diez días hábiles a partir de la entrega de la propuesta del Distribuidor G.1. <sup>2</sup>
	CNEE se pronuncia sobre propuesta del Distribuidor G.1		2 meses máximo a partir de la entrega de la propuesta del Distribuidor G.1 <sup>3</sup>
G.2	Final (con correcciones)		15 días después de recibidas las observaciones de la CNEE <sup>4</sup>

## 1.5 CONTRATACIÓN DE LA CONSULTORA

El Distribuidor deberá contratar a la Consultora, a su costo, seleccionándolo dentro del listado de firmas consultoras precalificadas por la CNEE, según Resolución CNEE-77-2022.

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

<sup>1</sup>De acuerdo con el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad

<sup>2</sup> Diez días hábiles después de recibido el Estudio Tarifario, de acuerdo con el Artículo 6 de la Resolución CNEE-56-2011.

<sup>3</sup> De acuerdo con el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados.

<sup>4</sup>El tiempo máximo para la presentación del informe de etapa G.2. está definido en el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el cuál se indica que es de 15 días.

- a. Aceptar, cumplir y desarrollar el proceso de revisión tarifaria, con estricto apego a los TdR emitidos por la CNEE y su metodología<sup>5</sup>.
- b. Remitir a la CNEE copia física o electrónica de toda la documentación, bases de datos, referencias e información que se utilice para la realización del Estudio, en cada una de las etapas.
- c. Proporcionar libre acceso a la CNEE en todo momento de todos los aspectos e información relacionados con el Estudio, en la forma y plazo que se requiera.
- d. Entregar a la CNEE los informes previstos en los presentes Términos de Referencia y las aclaraciones que se deriven de los mismos. Estos no deberán incluir modificaciones o cambios a la metodología que no hayan sido aprobados de forma escrita por la CNEE.
- e. Cumplir el cronograma establecido en los presentes Términos de Referencia.
- f. 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.
- g. Tener la capacidad de participar en las videoconferencias y reuniones presenciales que planifique la CNEE para tratar temas específicos en relación con los estudios.
- h. Participar en las audiencias públicas que determine la CNEE.
- i. Participar presencialmente en las actividades que la CNEE determine hasta la aprobación del Pliego Tarifario del Distribuidor.

El contrato que suscriba la Distribuidora con la Consultora debe reflejar estrictamente el contenido de los presentes términos de referencia, mismos que prevalecerán sobre cualquier otra disposición contractual que contravenga lo dispuesto en los presentes términos de referencia.

El Distribuidor deberá entregar a la CNEE una copia completa del Contrato suscrito con la Consultora, dentro de los cinco (5) días de firmado, incluyendo los reconocimientos económicos que se acuerden. Asimismo, deberá informar a la CNEE cualquier otro convenio o acuerdo entre el Consultor y la Distribuidora que se haya dado previo o durante el desarrollo del Estudio Tarifario, en un plazo máximo de cinco (5) días de haberlo firmado.

---

<sup>5</sup> Artículo 4 de la LGE.

## 1.6 DESARROLLO DEL ESTUDIO

### 1.6.1 COMUNICACIONES - AUDIENCIAS TÉCNICAS

Durante el periodo de ejecución del EVAD, a la Distribuidora le está prohibida cualquier comunicación directa por parte de sus personeros y su Consultor Especializado, con el personal de la CNEE. La Distribuidora, durante el desarrollo de este Estudio tendrá derecho a solicitar a la Comisión Audiencias Técnicas para discutir temas técnicos relevantes del EVAD, solicitando por escrito al presidente de la CNEE la misma, y especificando los temas que se deseen tratar.

En el desarrollo de estas Audiencias Técnicas se aplicará lo que corresponde de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CNEE-56-2011 y sus modificaciones.

### 1.6.2 NIVELES DE EFICIENCIA MÍNIMOS PARA LA EMPRESA EFICIENTE DE REFERENCIA

En cumplimiento del artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Empresa Eficiente de Referencia que el Consultor proponga, deberá presentar niveles de eficiencia, los cuales serán incluidos en los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base, como los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cinco años.

Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios requeridos por la Comisión.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión.

Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión requiere que la distribuidora presente como referencia un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros.

### 1.6.3 INFORMES DE ETAPA

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

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados. Todos los valores deberán ser referenciados, no se permitirá ni se aceptarán memorias de cálculo con valores pegados.

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

Los informes de Etapa deberán entregarse a la CNEE en formatos de acuerdo con las características de cada Etapa y a la información utilizada por el Distribuidor.

Para los formatos que se presenten como parte de los Informes del Estudio, deberá entregarse el Diccionario de las Bases de Datos que contenga el ID (código de identificación) 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, con la única excepción para aquellos archivos donde se realicen las simulaciones de flujos de potencia y cálculos de pérdidas de energía y potencia de las redes de distribución propuestas, para lo cual se deberán enviar en formato compatible con el software NEPLAN Versión 360 o PSS@E Versión 35.2. Tanto los formatos mencionados como todo cálculo que elabore el Distribuidor deberán ser entregados en un (1) ejemplar impreso, con tamaño de letra no inferior a 12 puntos, y en archivos digitales, sin ningún tipo de protección o claves de acceso, de manera que la CNEE pueda verificar el proceso o cargar la información en hojas de cálculo y/o bases de datos y eventualmente realizar análisis de sensibilidad mediante la modificación de las variables utilizadas.

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

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

Si la CNEE detectara apartamientos de la metodología establecida en los TdR y lo establecido en La Ley General de Electricidad y sus Reglamentos, por parte de la Distribuidora, así como omisiones, errores o inconsistencias técnicas y económicas, la CNEE formulará por escrito los comentarios que considere necesarios. El Distribuidor deberá realizar las modificaciones correspondientes a dichos comentarios para su inclusión en el Estudio y en los consecuentes Informes de Etapa, para lo cual no es necesario que vuelva a entregar el informe revisado hasta que sea requerido en la Etapa G.1.

La no emisión de comentarios y observaciones parcial o totalmente por parte de la CNEE a los Informes de Etapa no implica la aprobación de dichos informes, ya que la CNEE tendrá la facultad de emitir sus comentarios y observaciones posteriormente a la presentación de cada uno de los informes, siendo el estudio tarifario G.1 y sus correcciones (G.2) los únicos Informes que se aprobará o improbará en forma definitiva.

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

- a. Nombre de la Consultora
- b. Nombre de la Distribuidora
- c. Nombre de la etapa del estudio
- d. Fecha de elaboración

#### **1.6.4 ENTREGA DE INFORMES DE ETAPA**

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

- a. La Distribuidora deberá entregar el Informe de Etapa correspondiente de acuerdo con lo establecido en el 1.4 de los presentes Términos de Referencia.
- b. La CNEE para cada entrega del Informe de Etapa podrá enviar a la Distribuidora sus comentarios y observaciones cuando lo considere necesario.

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 misma fecha que sea trasladada al Consultor. La CNEE podrá requerirle a la Distribuidora, Información adicional a la información base, si así lo considerase conveniente.

#### **1.6.5 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.

#### **1.6.6 NIVEL GENERAL DE VALORES EFICIENTES**

El Estudio deberá desarrollarse a valores constantes a la Fecha de Referencia, siguiendo los lineamientos definidos en la etapa B.

### 1.6.7 TASA DE CAMBIO

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

### 1.7 ANÁLISIS DEL ESTUDIO

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

El Estudio deberá ser acompañado en ambas presentaciones por el conjunto completo de todos los Informes de Etapa, memorias de cálculo, bases de datos e información de referencia, y la totalidad de los resultados solicitados en los TdR, atendiendo en su totalidad los comentarios y observaciones realizadas por la CNEE.

El Distribuidor deberá entregar los Informes de Etapa y el informe final con estricto apego a la metodología establecida en los presentes Términos de Referencia.

### 1.8 ALCANCE DE LOS TERMINOS DE REFERENCIA

Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.

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, aplicando en todo caso el principio de jerarquía legal. Asimismo, cualquier omisión de estos términos de referencia, relativa a aspectos definidos en la Ley y el Reglamento en materia de tarifas se entenderá incorporada a los TdR, es decir cualquier tema que haya sido definido en la Ley y/o en el Reglamento, concerniente al tema de definición y cálculo de tarifas, y que no haya sido desarrollado en estos Términos de Referencia se toma como ya definido y dado mediante lo citado en la normativa vigente.

Por último, con base en el Acuerdo Ministerial que contiene la autorización definitiva de la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios para prestar el servicio de distribución final, la Distribuidora está obligada a entregar toda la información requerida en los presentes Términos de Referencia y en los plazos que se señalan.



## 1.9 OTROS ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO

El Consultor en congruencia con la metodología que se describe a continuación, deberá considerar todos aquellos aspectos que sean necesarios para que esta Comisión pueda desarrollar:

- a. El cuadro tarifario utilizando las estructuras tarifarias vigentes
- b. Un cuadro tarifario considerando la asignación de costos por bloque horario para los costos de distribución y suministro

## 1.10 ADENDA A LOS TERMINOS DE REFERENCIA

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

## 2 ETAPA A- ESTUDIO DE DEMANDA

### 2.1 OBJETO

Esta Etapa A está dividida en dos Módulos:

**Módulo A.1 – Proyección de la Demanda:** Tiene como objeto definir la cantidad y el crecimiento porcentual de los usuarios de cada tipo de tarifa y su consumo para el período 2025 – 2031.

**Módulo A.2 - Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero y Resto de Red:** Tiene como objeto determinar la distribución geográfica de la demanda del año base, a fin de desarrollar la configuración óptima de las correspondientes redes de MT y BT para distintos rangos de densidad de carga en las AUD y el Resto de Red.

### Módulo A.1 - Proyección de la Demanda

### 2.2 DATOS HISTÓRICOS

El análisis de proyección de la demanda deberá efectuarse con datos históricos de diez años como mínimo. Para este caso el período mínimo corresponde al rango 2015-2024.

#### 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), de la siguiente manera:

- a. Baja Tensión Simple Social (BTSS)
- b. Baja Tensión Simple (BTS)
- c. Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)
- d. Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA)
- e. Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)
- f. Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)
- g. Tarifa Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)
- h. Alumbrado Público (AP)
- i. Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN)
- j. Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC)
- k. Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA)
- l. Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA)
- m. Media Tensión con Demanda Horaria (MTHD)
- n. Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)
- o. Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)
- p. Usuarios de Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT\_BT)
- q. Usuarios de Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT\_MT)

A partir de esta Etapa se deberá considerar la creación de otras categorías tarifarias que el Distribuidor considere pertinente proponer, para lo cual el Distribuidor deberá incluir las simulaciones de la o las nuevas categorías. El Distribuidor deberá justificar y detallar los criterios para su creación y proyección, a manera que la CNEE pueda analizar la procedencia o no de su inclusión en el estudio.

Para las tarifas horarias se tomarán como referencia las tarifas con demanda anteriores a la aplicación de dichas tarifas, para el caso de las tarifas de auto productores se tomarán series históricas con los datos disponibles por la Distribuidora.

## 2.3 METODOLOGÍA - 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 2025-2031.

### 2.3.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN

Para los cálculos de las proyecciones de la demanda de energía y usuarios, se deberán utilizar metodologías de uso aceptado y probado en estudios de proyección de la demanda. Se deberá analizar el pasado buscando y proponiendo variables que expliquen evoluciones tendenciales, se deberá analizar y explicar comportamientos extratendenciales, y se deberán proyectar los parámetros de consumo utilizando las variables externas identificadas. En este sentido, se deberán explorar distintas técnicas de proyección, identificando y justificando la que resulte más apropiada para cada categoría tarifaria. Los métodos a considerar podrán ser, aunque no limitados a ellos, modelos econométricos, modelos autorregresivos (AR,

ARMA, ARIMA, con consideración de variables exógenas, etc.), modelos tendenciales, modelos analíticos, entre otros.

La selección del modelo econométrico más adecuado estará basada en los resultados obtenidos del conjunto de Estadísticos de Precisión (Error Absoluto y Porcentual de la Media "MAD y MAPE", Error Cuadrático de la Media "MSE", Raíz del Error Cuadrático de la Media "RMSE") para un horizonte de proyección de n períodos. Se deberá seleccionar aquel modelo que permita minimizar el conjunto de los estadísticos de precisión, entre las distintas alternativas consideradas.

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

Si en el desarrollo de la etapa A1 se hace uso de software estadístico o econométrico especializado como: STATA, EVIEWS, MATLAB, etc., se deberán presentar los resultados obtenidos con su respectiva interpretación en el informe de etapa. De igual manera se requiere que se elabore un documento que cumpla la función de una bitácora del proceso que se siguió para obtener los pronósticos. Cada prueba estadística o pronóstico elaborado debe aparecer en la bitácora,

## 2.3.2 CRITERIOS A CONSIDERAR EN EL ANÁLISIS

### 2.3.2.1 USUARIOS SIN MEDICION DE DEMANDA (BTS, BTSS, BTSH, y BTSA)

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.) y socioeconómicos para el período de análisis. Cabe destacar que estos datos auxiliares son estimados para los períodos intercensales y están disponibles con periodicidades anuales y desagregadas geográficamente hasta el nivel de departamento.

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

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

Se deberá considerar además el saldo entre el ingreso de nuevos usuarios y la desconexión de usuarios existentes.

Para la proyección de usuarios sin medición de demanda se deberá utilizar los datos promedio de cada año bajo análisis, el Distribuidor deberá proponer escenarios para la proyección de usuarios auto productores (BTSA) y usuarios con tarifas horarias (BTSH, BTHD, MTHD).

### **2.3.2.2 PROYECCION DE LA DEMANDA DE ALUMBRADO PÚBLICO**

En cuanto a la energía consumida en concepto de Alumbrado Público (AP), la proyección de consumo se realizará con base en la energía total consumida por dicho sistema (la cual incluirá la demanda de potencia de la bombilla y accesorios de control, arranque y encendido que correspondan), el cual está establecido en los cálculos para la determinación del consumo mensual de energía de lámparas de alumbrado público aprobados por la CNEE.

Para la proyección del consumo de Alumbrado Público, se deberán utilizar los datos que se tengan a diciembre de cada año bajo análisis; tomando en consideración que, hasta agosto de 2013, se registraba únicamente la energía y potencia demandada por la bombilla (no incluía consumo de potencia de accesorios de control, arranque y encendido), por lo que, deberán agregarse los factores de relación de potencias establecidos en la Resolución CNEE-155-2018. Para la información posterior al 2018 se deberán considerar los datos recabados en relación a cantidad de lámparas y energía la resolución CNEE-155-2018.

### **2.3.2.3 USUARIOS CON MEDICIÓN DE DEMANDA Y USUARIOS DE PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA**

Los usuarios de la Distribuidora con demanda (BTDP, BTDFP, BTH, MTDP, MTDFP Y MTH), y los usuarios de Peaje en Función de Transportista de Baja y Media Tensión que por su magnitud de demanda (kW), localización y/o características atípicas deben ser reportados en forma particular; entre otros, los grandes hoteles y centros comerciales, los grandes consumos industriales, las plantas de bombeo para riego, etc., deberán ser considerados en el proceso de optimización. Asimismo, las cargas con demandas máximas registradas en el año base, que sean mayores a 60 kW serán incluidas al modelo de optimización como cargas singulares u otras propuestas solicitadas por la Distribuidora y autorizada por la CNEE, siempre que las cargas singulares conectadas en media tensión no afecten el dimensionamiento de la red de baja tensión y la densidad de los dameros; por lo que, se tendrá que verificar la consistencia de los dimensionamientos de la Red de Baja Tensión y Media Tensión para que no exista un sobredimensionamiento en dichas redes. También se deberá considerar la información recabada con el sistema AML.

Se deberá considerar en el análisis la inclusión de variables tanto económicas como explicativas, al modelo de pronósticos para mejorar los resultados.

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

- a. Coordenadas geográficas
- b. Clasificación por uso
- c. Energía anual vendida
- d. Demanda máxima, día y hora de ocurrencia

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

- a. Proyectos en etapa de construcción
- b. Solicitudes firmes de suministro
- c. Proyectos de factibilidad cierta
- d. Compromisos de inversión con financiamiento asegurado
- e. Posibilidad de desconexión por autogeneración u otro suministro alternativo
- f. Posibilidad de instalación de GDR o Baterías (energy storage) en puntos específicos de la red

Para la proyección de usuarios con medición de demanda y usuarios de Peaje en Función de Transportista, se deberán utilizar los datos promedio de cada año bajo análisis.

### 2.3.3 DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA

Las proyecciones para la demanda total de energía para cada una de las distribuidoras, será el resultado de agregar los análisis y proyecciones de demanda realizadas por categoría tarifaria.

### 2.3.4 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

- a. Se deberá presentar, adicionalmente, el Balance de Energía y Potencia real para los últimos cinco (5) años de la Distribuidora, en donde las ventas de la Distribuidora y sus respectivas pérdidas sean el reflejo de la realidad y corresponda con la medición de energía y potencia establecida por el AMM de acuerdo con la Norma de Coordinación Comercial número 14. Los balances que se establezcan en esta etapa se realizarán de acuerdo con el procedimiento establecido en la Etapa D.
- b. El punto de partida del balance real será la energía y potencia de entrada registrada por el AMM, así como las ventas efectuadas a los usuarios de la

Distribuidora; por lo que, el balance real se deberá ajustar a través de los distintos tipos de pérdidas que se dan en la red del Distribuidor.

## 2.4 CONTENIDO DEL INFORME DE MÓDULO A.1 – PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

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

- a. Proyección de la cantidad de usuarios, energía y potencia, con desagregación por tarifa y la indicación del valor resultante para cada una de las áreas de estudio establecidas por nivel de tensión. Dicho cálculo debe incluir a los usuarios que pagan Peaje en Función de Transportista.

Proyectos o grandes demandas esperadas, de acuerdo con:

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

Para estos proyectos o grandes demandas esperadas se deberá realizar una investigación y presentar la documentación de respaldo. Esta información puede ser obtenida de entes públicos (como las municipalidades) o entes privados (como desarrolladores inmobiliarios, cámara de la construcción, otros) e información remitida por esta Comisión.

- b. Proyección de energía y potencia máxima a nivel de Distribuidora.
- c. Balance de energía y potencia real para el año base de la Distribuidora, y proyectado hacia el final del Próximo Período Tarifario. Para la proyección de potencia deberán utilizarse los factores del nuevo estudio de caracterización de carga en proceso y colocarse como valor a definir en la versión G1 del estudio.
- d. El Distribuidor deberá sustentar con argumentos técnicos las diferencias obtenidas entre las tasas de crecimiento de la demanda resultantes en el presente estudio y las tasas de crecimiento definidas y aprobadas en la revisión tarifaria anterior.
- e. Los valores resultantes de la Proyección de la demanda presentada por el Distribuidor deberán representar lo mejor posible el crecimiento de las ventas totales anuales de energía observado durante los años 2015-2024.

## Módulo A.2 - Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero y desarrollo del Resto de Red

### 2.5 DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA EN ÁREAS URBANAS EN DAMERO

Deberán delimitarse cada una de las Áreas Urbanas en Damero (AUD). En principio, se consideran áreas urbanas en damero aquellos agrupamientos urbanos de más de 1 km<sup>2</sup>. Si en dado caso la Distribuidora considera que existe un método más adecuado para delimitar las AUD, podrá someter a consideración de la CNEE dicha propuesta para su aprobación.

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.

Para el presente estudio, a las AUD 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 demanda y/o por la utilización de cuadrículas pequeñas en relación con el manzanado. En el Apéndice 1 se presenta un ejemplo de la delimitación de las áreas según la densidad de demanda.

En el Estudio se deberá utilizar la información georeferenciada de los clientes de MT y BT del Distribuidor. En el caso de no disponer de esta información para los usuarios de BT se utilizará la información georeferenciada del poste donde se alimenta la acometida del usuario o del Centro de Transformación MT/BT al cuál se encuentra conectado. Asimismo, de no contarse con la geoposición del alumbrado público, éste se distribuirá uniformemente dentro de los centros de transformación en proporción a la potencia instalada de los mismos, o en proporción al número de transformadores instalados.

Deberá determinarse la demanda máxima en MT y BT en cada cuadrícula de la red del Distribuidor, siguiendo el siguiente procedimiento:

- a. Para el nivel de Baja Tensión (BT): Agregar las curvas de carga resultantes del ECC para el máximo requerimiento de demanda de cada uno de los usuarios en BT y adicionar las pérdidas técnicas y no técnicas de BT (incluyendo los centros de transformación, acometidas y medidores de BT), y determinar la demanda máxima en BT.
- b. Para el nivel de Media Tensión (MT): Adicional a lo anterior, se deben agregar las curvas de carga resultantes del ECC para el máximo requerimiento de demanda de cada uno de los usuarios en MT, incluyendo las pérdidas técnicas de redes de MT (incluyendo acometidas y medidores de MT), para determinar la demanda máxima en MT.

Se deben elaborar dos escenarios, uno incluyendo a las cargas singulares conectadas a la red de la Distribuidora y otro sin incluirlas. La relación entre la potencia máxima calculada para cada nivel de tensión y el área de la cuadrícula correspondiente constituirá la densidad de carga por nivel de tensión.

Con base en el análisis de los resultados obtenidos de la distribución espacial de la demanda en áreas urbanas en damero, la Distribuidora propondrá los rangos de densidades a utilizar. Estos rangos deberán responder a normas y criterios constructivos de la Distribuidora, y a las mejores prácticas de Ingeniería en el desarrollo de redes. En todo caso la cantidad de rangos a definir no será inferior a 6 rangos para cada nivel de tensión, y en ningún caso el límite superior del rango podrá ser el doble del límite inferior.

La CNEE analizará dicha propuesta bajo los siguientes criterios:

- a. Empresa eficiente de distribución
- b. Red de distribución económicamente adaptada
- c. Mejores prácticas en el desarrollo de redes de distribución
- d. Criterios constructivos
- e. Identificación de aspectos y particularidades en el desarrollo de la red de distribución de la empresa
- f. Cantidad de instalaciones por tipo constructivo para toda el área servida, tanto para AUD como Resto de Red (ej: aéreo, subterráneo, etc.)
- g. Información proporcionada por la Distribuidora sobre el mercado y su distribución espacial
- h. La información obtenida mediante la Norma de Requerimientos de Información para los Estudios del Valor Agregado de Distribución (EVAD), Resolución CNEE-50-2011
- i. Otros aspectos que resulten relevantes en esta etapa del estudio
- j. Realizar un benchmarking con Empresas de Distribución, con características similares

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

Para cada una de los AUD definidas tanto para el año base del estudio como para el año final del Próximo Período Tarifario, se deberá calcular la densidad promedio de toda el área de una misma AUD, esta densidad promedio deberá utilizarse para el diseño de las instalaciones. Para el efecto, deberá presentar como mínimo un cuadro resumen de la siguiente forma:

AUD		Demanda máxima total (MW)		Superficie total (km <sup>2</sup> )	Densidad promedio (MW/km <sup>2</sup> )	
Definición	Rango (MW/km <sup>2</sup> )	MT	BT		MT	BT
Muy alta	$d \geq A$	$W_1$	$X_1$		$Y_1$	$Z_1$
Alta 1	$B \leq d < A$					
Alta 2	$C \leq d < B$					

Media	$D \leq d < C$					
Baja 1	$E \leq d < D$					
Baja 2	$d < E$					

Se requiere que sean entregados sin excepción alguna, todas las memorias de cálculo utilizadas para que la Comisión pueda fiscalizar fehacientemente el cálculo de cada una de las cuadrículas y la determinación de su demanda máxima por nivel de tensión para definir cada una de las densidades; con lo anterior se deberá incluir la memoria de cálculo de los escenarios con y sin cargas singulares; de lo contrario, la Comisión se verá imposibilitada de darle validez a los resultados presentados.

## 2.6 DISEÑO DEL RESTO DE RED

Para el diseño del Resto de Red, que se desarrollará en la Etapa C, la Distribuidora deberá presentar para su validación toda la información que posea de los circuitos del Resto de Red, entre otros, lo siguiente:

- Geoposición de toda la red asociada a cada circuito (media tensión, centros de transformación, baja tensión, acometidas y medidores).
- Con la finalidad de establecer todas las características de dichas instalaciones, la Distribuidora deberá enviar en los formatos de la Resolución CNEE-50-2011, entre otros, lo siguiente: redes de media tensión, centros de transformación, transformadores, redes de baja tensión, equipos de protección y maniobra, acometidas y medidores. Esta información se deberá complementar con la información requerida la tabla del Apéndice 3. La CNEE fiscalizará la veracidad de la información.

En caso la Distribuidora demuestre y justifique fehacientemente a la CNEE que no cuenta con toda la información georeferenciada del Resto de Red o parte de esta, la CNEE podrá autorizar la utilización de una metodología de redes representativas. Para el efecto, la Distribuidora deberá establecer una muestra aleatoria de circuitos completos (red MT, BT, CTs y acometidas), estadísticamente representativos del universo de los circuitos del Resto de Red, los cuales serán determinados en función de variables explicativas, como: número de usuarios, kilómetros totales, kVA instalados, porcentaje de demanda del Resto de Red, u otros. En la realización del sorteo de los circuitos que se utilizarán para definir las redes representativas, deberá estar presente un representante de la CNEE. La muestra seleccionada deberá alcanzar valores estadísticamente representativos, y adecuados respecto al nivel de error y confiabilidad. Una vez seleccionados estos circuitos, se recopilará toda la información característica (física y eléctrica) del total de instalaciones que compone el circuito, incluyendo la red de media y baja tensión, centros de transformación, transformadores, acometidas y medidores. Para el efecto, la Distribuidora deberá presentar a esta Comisión lo siguiente:

- Informe que contenga lo siguiente:

- i. Justificación de las instalaciones para las cuales no cuenta con la información técnica necesaria para la optimización del total del Resto de Red.
- ii. Detalle de las redes o instalaciones (red de media tensión, centros de transformación, red de baja tensión y acometidas) para las cuales será necesario utilizar la metodología de redes representativas.
- b. Informe donde se describa las variables que serán utilizadas para determinar la muestra representativa y sus valores estadísticos de error y confianza, para la adecuada representación y valorización del Resto de Red, detallando el procedimiento estadístico para la determinación de la muestra.
- c. Cronograma general del trabajo a desarrollar y descripción detallada de la metodología a seguir para realizar el levantamiento de información de los circuitos representativos del Resto de Red.
- d. Organigrama funcional, incluyendo la lista de personal asignado que participará en dichas actividades, identificado plenamente con nombre y cargo.
- e. Incluir dentro del informe, toda la información que la Distribuidora tenga disponible del Resto de Red (geoposición de circuitos de media tensión, centros de transformación, etc.).

La información a relevar de las redes representativas, y que formará parte del informe de Etapa C (numeral 4), es la siguiente:

- i. Geoposición de cada uno de los elementos de la red representativa. Para el efecto, el levantamiento deberá hacerse para el total de los circuitos. Éste deberá incluir: redes de media tensión, centros de transformación, redes de baja tensión, acometidas y medidores.
- ii. Características de dichas instalaciones. La Distribuidora deberá enviar en los formatos de la Resolución CNEE-50-2011, lo siguiente: redes de media tensión, centros de transformación, transformadores, redes de baja tensión, equipos de protección y maniobra, acometidas y medidores. Esta información se deberá complementar con la información requerida la tabla del Apéndice 3.

La CNEE fiscalizará la veracidad de la información; en caso de encontrar un número considerable de inconsistencias entre lo reportado por la Distribuidora y lo verificado, la CNEE indicará a la Distribuidora los circuitos representativos no válidos y requerirá el levantamiento de nuevos circuitos representativos, sin perjuicio de las acciones administrativas que correspondan. Se deberá agregar información recabada con el sistema SIMC para los circuitos que apliquen dentro de esta parte de la red.

## **2.7 CONTENIDO DEL INFORME DEL MÓDULO A.2 – DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA EN ÁREAS URBANAS EN DAMERO Y RESTO DE RED**

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

- a. Distribución espacial de la demanda del año base, en cada uno de los dameros urbanos
- b. Distribución espacial de la demanda al final del periodo tarifario, en cada uno de los dameros urbanos, se deberán utilizar los factores del estudio de caracterización de carga en proceso.
- c. Presentar la información a la fecha de referencia con que cuente la Distribuidora de: **i.** Geoposición de su red de distribución y bases de datos (activos de red) de preferencia en el formato GIS, Google Earth, etc. **ii.** Bases de datos, librerías de elementos de red y archivos necesarios, de preferencia en el formato NEPLAN Versión 360 o PSS@E Versión 35.5, para cada uno de los circuitos de la Distribuidora. Toda esta información debe ser fidedigna tomando en cuenta los alcances establecidos en los presentes Términos de Referencia, definidos en el numeral 1.8.
- d. Desagregación en Áreas Urbanas en Damero y Resto de Red.
- e. Definición y determinación del resto de red, incluyendo la información, archivos y bases de datos requeridas en el numeral 2.6.
- f. Para cada una de los AUD definidas, tanto para el año base del estudio, como para el año final del Próximo Período Tarifario, se deberá presentar a manera de resumen la siguiente información, como mínimo:

AUDs		Demanda máxima total (MW)		Superficie total (km <sup>2</sup> )	Densidad promedio (MW/km <sup>2</sup> )	
Definición	Rango (MW/km <sup>2</sup> )	MT	BT		MT	BT
Muy alta	$d \geq A$	$W_1$	$X_1$		$Y_1$	$Z_1$
Alta 1	$B \leq d < A$					
Alta 2	$C \leq d < B$					
Media	$D \leq d < C$					
Baja 1	$E \leq d < D$					
Baja 2	$d < E$					

- g. Para cada una de las áreas en el Resto de Red y especiales definidas, tanto para el año base del estudio, como para el año final del Próximo Período Tarifario, se deberá presentar a manera de resumen la siguiente información:

Área	Demanda (MW)		Área (km <sup>2</sup> )
	BT	MT	
Resto de Red			
Protegida			
Otros			

- h. Se deberá incluir la tasa de crecimiento de la demanda discriminada en su componente vertical y horizontal para cada una de las áreas de estudio. Las tasas de crecimiento vertical y horizontal deberán expresarse para la demanda de energía, por departamento y a nivel general. A su vez, dichas tasas deben ser presentadas en Áreas Urbanas en Damero (AUD) y Resto de Red (RDR).

### 3 ETAPA B - VALORES EFICIENTES DE REFERENCIA

#### 3.1 OBJETO

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

#### 3.2 COSTOS DIRECTOS

##### 3.2.1 MATERIALES Y EQUIPOS

Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por la CNEE mediante Resolución CNEE-283-2023 indexados a 2024.

##### 3.2.2 MANO DE OBRA

Los valores eficientes que se reconocerán para mano de obra, construcción, operación y mantenimiento, corresponderán a valores de mercado que una empresa eficiente debería pagar. Para el efecto, la Distribuidora deberá contratar al menos dos estudios de encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea. Los resultados que se utilizarán de estas encuestas salariales corresponderán a los valores promedios totales obtenidos.

Para establecer el costo horario de remuneraciones, se utilizará el sueldo base de la encuesta salarial indicada anteriormente, tendiendo el cuidado de no incluir cargas sociales que le correspondan al patrono y que se incluyan en el siguiente cuadro. Seguidamente, se deberán adicionar a cada integrante del personal de trabajo, las siguientes cargas sociales:

Concepto	Valor
IRTRA	1%
INTECAP	1%
IGSS	10.67%
AGUINALDO	8.33%
BONO 14	8.33%
BONO DECRETO 7-2000 (Q/MES)	250.00

De tener la empresa aportes patronales no indicados dentro de los conceptos listados en la tabla superior, deberá la empresa con la debida justificación, presentar la memoria de cálculo, origen y parámetros, información que será objeto de análisis por parte de la CNEE.

Para establecer el porcentaje que corresponde a indemnizaciones, la Distribuidora deberá presentar las políticas de indemnizaciones aplicadas a sus empleados junto con un informe pormenorizado donde se detalle el total de personas que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora en los últimos 5 años; indicando a cuáles se ha pagado la indemnización y a cuáles no, indicando los montos erogados para cada uno. Las indemnizaciones promedio a reconocer corresponderá a multiplicar la indemnización anual equivalente al 8.33% por el cociente de trabajadores a los cuales se les ha pagado la indemnización y el total de los trabajadores que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora.

Adicionalmente, se deberá incluir un monto correspondiente a herramientas y equipos de seguridad eficiente para cada integrante de las cuadrillas de trabajo que realizan, tanto las actividades de construcción del Distribuidor, como las actividades de operación y mantenimiento de la red. Para la asignación de estos costos deberá discriminarse las herramientas comunes para: **i.** Grupos de trabajo **ii.** Cuadrillas. **iii.** Individuales. Estos costos de herramientas y equipos de seguridad deberán asignarse estrictamente de acuerdo con las funciones y actividades que realice cada operario. Para la inclusión de estos costos en la mano de obra deberá determinarse la anualidad de la inversión considerando una vida útil promedio de 10 años y una tasa equivalente a la TAI. La Distribuidora deberá presentar los resultados para personal de: **i.** Construcción. **ii.** Operación. **iii.** Mantenimiento. De acuerdo con el siguiente formato:

Integrante	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual	Herramientas y equipos de seguridad comunes	Costos (USD)	Porcentaje para construcción
Peón				
Operario				
Capataz				
Jefe de Cuadrilla				

Para la definición del porcentaje de la tabla anterior, se utilizará la anualidad de las herramientas que corresponda a cada operario y su base salarial anual (sin incluir cargas sociales), se debe presentar a la CNEE para su validación e inclusión en el estudio, las memorias de cálculo y toda la documentación de respaldo. Los costos que se reconocerán provendrán de precios reales de los últimos cinco (5) años y deberán ser sustentados con: facturas, contratos con empresas tercerizadas, órdenes de compras o documentos contables de compra. Adicionalmente, la Distribuidora deberá justificar fehacientemente las herramientas utilizadas para cada operario, cuadrilla y grupo de trabajo de acuerdo con las condiciones reales de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución. La Comisión fiscalizará la veracidad de dicha información haciendo las inspecciones que



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Secretaría General

considere pertinentes. Los costos a reconocer deberán corresponder a valores eficientes para la determinación de la empresa eficiente de referencia.

Para la determinación del costo horario de mano de obra, se debe considerar únicamente los siguientes conceptos: el tiempo de descanso de acuerdo con el Código de Trabajo (artículo 119), vacaciones (artículo 130 del Código de Trabajo). La existencia de otros conceptos que impactan en el tiempo efectivo de la mano de obra deberá ser debidamente justificado por la empresa Distribuidora, con el fin de permitir su análisis por parte de la CNEE.

Para la determinación del costo de mano de obra del personal de construcción se adicionará un tiempo razonable para el desplazamiento dentro de la obra, considerando que para construir a nuevo todas las instalaciones de distribución, dadas la dimensiones hipotéticas del proyecto lo óptimo es que los trabajadores se presenten al lugar de la obra y no incurran en demoras movilizándose primero a la sede y luego al proyecto, lo cual resultaría ineficiente (los tiempos de traslado de la sede al punto de trabajo no serán contabilizados para todos los empleados, únicamente para el encargado del vehículo). Para las cuadrillas de operación y mantenimiento deberán definirse los tiempos de movilización, en ambos casos la Distribuidora deberá presentar un informe estadístico de los últimos 5 años justificando dichos tiempos, para su aprobación e inclusión dentro de los costos de la mano de obra.

Asimismo, deberá presentar una tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedios efectivamente pagados en el año base por la Distribuidora o contratistas, definiendo las funciones de cada puesto. La Distribuidora deberá proponer soluciones para eficientizar la movilidad y traslado de materiales. Para el efecto deberá presentar la documentación contable que respalde dichos valores. La CNEE se reserva el derecho de realizar las verificaciones o estudios que considere pertinentes.

Los costos de mano de obra deberán considerarse como no transables.

### 3.2.3 REMUNERACIONES

Los valores eficientes que se reconocerán para remuneraciones de los puestos corporativos y operativos de la empresa corresponderán a valores de mercado que una empresa eficiente debería pagar. Para el efecto, la Distribuidora deberá utilizar encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea. Los resultados que se utilizarán de estas encuestas salariales corresponderán a los valores promedios totales obtenidos, se deberán presentar los resultados de las encuestas salariales para su evaluación y aprobación por parte de la CNEE

Para establecer las remuneraciones se utilizará el sueldo base de la encuesta salarial indicada anteriormente, debiendo excluir las cargas sociales que le correspondan al patrono. En ningún caso se deberán duplicar beneficios laborales, por lo que, se deberá detallar lo que se incluye en la encuesta salarial; si se incluyen los beneficios

adicionales de la referida encuesta, no podrán incluirse otros beneficios adicionales durante el desarrollo del estudio (Bonos de productividad, salarios adicionales, etc). A los valores anteriores únicamente se adicionará las siguientes cargas sociales:

Concepto	Valor
IRTRA	1%
INTECAP	1%
IGSS	10.67%
AGUINALDO	8.33%
BONO 14	8.33%
BONO DECRETO 7-2000 (Q/MES)	250.00

De tener la empresa aportes patronales no indicados dentro de los conceptos listados en la tabla superior, deberá la empresa con la debida justificación, presentar la memoria de cálculo, origen y parámetros, información que será objeto de análisis por parte de la CNEE a fin de dar lugar o no a la propuesta de la empresa.

Para establecer el porcentaje que corresponde a indemnizaciones, la Distribuidora deberá presentar las políticas de indemnizaciones aplicadas a sus empleados junto con un informe pormenorizado donde se detalle el total de personas que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora en los últimos 5 años; indicando a cuáles se ha pagado la indemnización y a cuáles no. Las indemnizaciones promedio a reconocer corresponderá a multiplicar la indemnización anual equivalente al 8.33% por el cociente de trabajadores a los cuales se les ha pagado la indemnización y el total de los trabajadores que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora, si la empresa Distribuidora no presenta información que sustente los valores asociados a indemnizaciones, se reconocerá un valor máximo del 2.51% aplicado a los costos de mano de obra en concepto de indemnizaciones.

Asimismo, deberá presentar una tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedios efectivamente pagados en el año base por la Distribuidora o contratistas. Para el efecto deberá presentar la documentación contable que respalde dichos valores. La CNEE se reserva el derecho de realizar las verificaciones o estudios que considere pertinentes.

Dentro de los costos del personal de los servicios que se tercerizan (contratistas y subcontratistas) de construcción, operación, mantenimiento y otros, no se incluirán los beneficios considerados en los pactos colectivos de condiciones de trabajo del personal propio de la Distribuidora. Lo anterior aplica también para el personal de propio de la Distribuidora que no esté incluido para recibir los beneficios de dicho pacto, es decir, trabajadores considerados como "Trabajadores de Confianza", en los cuales se incluyen puestos como "Gerente General, Gerentes de División, Sub-Gerentes, Jefes de Departamento, Jefes de Unidad, Coordinadores, Asistentes Administrativos de Gerencia y Secretarías de Gerencia".

Los costos de remuneraciones deberán considerarse como no transables.

  
CNEE  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Secretario General

### 3.2.4 VEHÍCULOS Y EQUIPOS DE MONTAJE

Deberán considerarse los vehículos utilitarios (camionetas tipo *pick-up* y camiones), así como los equipos necesarios para la construcción y el montaje (grúas móviles). El costo horario de cada tipo de vehículo deberá contemplar los siguientes conceptos:

- El costo de capital anual, se establecerá de acuerdo con el FRC, establecido en la etapa C y una vida útil determinada de acuerdo con las políticas y la antigüedad del parque de vehículos de la Distribuidora y sus contratistas. Para el efecto, deberá realizar el análisis correspondiente y justificar dicho valor.
- Costo de combustible en la fecha de referencia de este Estudio.
- Costo de mantenimiento.
- Costos varios (seguro, impuestos de circulación, etc.).

Los costos anteriores deberán desagregarse en su componente variable y fija. Se debe incluir un análisis del costo horario por tipo de actividad (para construcción y operación/mantenimiento). Para el efecto, deberán determinarse los recorridos promedio de los vehículos para actividades en Áreas Urbanas en Damero y el Resto de Red, con base a estadísticas reales (de los últimos 5 años) debidamente documentadas (informes GPS de los vehículos de trabajo) y que la Distribuidora presente para su aprobación a la CNEE.

Los valores máximos<sup>6</sup> a reconocer serán los siguientes:

Descripción	Pick Up -doble tracción (para uso de áreas de difícil acceso)	Pick Up - Sencillo	Vehículo liviano (Jeep pequeño, sedan, Coupe)	Camión 4 Toneladas	Camión 10 Toneladas	Grúa 2.5 Toneladas	Grúa 9.5 Toneladas
Tipo de Combustible	Diesel	Diesel	Gasolina	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Consumo de Combustible promedio (Km/galón)	33	37	46	27	19	24	24
Costo de Mantenimiento Anual	10%	10%	10%	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%
Costos Varios Anuales	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%

En caso la Distribuidora utilice vehículos de otro tipo (híbridos, eléctricos, etc.) podrá hacer una propuesta de reconocimiento de dicha tecnología, la cual se evaluará comparando eficiencias y costo beneficio en el mediano y largo plazo versus las otras tecnologías disponibles.

Asimismo, se deberá incluir una propuesta para el costo de una motocicleta sencilla (motor 125 cc), para lo cual deberá seguir todos los criterios indicados en estos Términos de Referencia.

<sup>6</sup>Los porcentajes se calculan sobre el valor del vehículo o equipo de montaje.



Para sustentar el precio de los vehículos y equipos de montaje propuestos, se solicita que la Distribuidora incluya la documentación de compra de los últimos 5 años de vehículos y equipos de montaje.

Se deberá presentar una tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedios efectivamente pagados en el año base por la Distribuidora o contratistas. Para el efecto, deberá presentar la documentación contable que respalde dichos valores, así como contratos con empresas tercerizadas. La CNEE se reserva el derecho de realizar las verificaciones o estudios que considere pertinentes.

La Distribuidora deberá hacer el análisis correspondiente para definir la forma óptima del suministro de vehículos y equipos de montaje, para lo cual deberá evaluar otras alternativas existentes en el mercado, tales como: **i.** Compra de los mismos con los parámetros antes indicados. **ii.** Alquiler de acuerdo con el boletín de Precios de Arrendamiento de Maquinaria de la Cámara Guatemalteca de la Construcción del año 2022-2023. **iii.** Leasing acorde a los volúmenes requeridos para la ejecución del total de las instalaciones de distribución y/u operación y mantenimiento.

### 3.3 OTROS COSTOS RECONOCIDOS

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

#### 3.3.1 Costos Asociados a los Costos Directos

Los costos asociados a los Costos Directos son los siguientes:

- a. Costo de stock: es el correspondiente al almacenamiento de materiales y equipos utilizados en la construcción (almacenes, seguros, personal, etc.). Se tomará como referencia un costo de stock del 4.5% sobre el costo de materiales.
- b. Imprevistos: Se considerará un 5% en concepto de Imprevistos aplicable sobre el costo de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje.

### 3.3.2 Costos Indirectos

Los costos indirectos engloban todos los costos adicionales a los directos de material, mano de obra, vehículos y equipos de montaje. Se trata de costos de inversión asociados a la ejecución de un proyecto que, al igual que los directos, deben tenerse en cuenta en el cálculo de la anualidad de los activos y asignarse a los distintos componentes de la instalación. En general, son aquellos relacionados con tareas desarrolladas en oficinas, fuera del sitio de instalación propiamente dicho o bien, en la obra; pero por personal no organizado en forma de brigadas de montaje. Dentro de estos costos también se incluyen los intereses intercalares los cuales representan el costo de financiamiento de las obras hasta su puesta en servicio.

Se tomarán como referencia los siguientes valores de Costos Indirectos:

- a. Beneficio del Contratista: es la utilidad que incluyen las empresas contratistas por prestar sus servicios. Se reconocerá como eficiente un valor máximo de 10% neto, el cual se aplicará sobre los costos de mano de obra, vehículos y equipos de montaje.
- b. Estructura de Contratista: se utilizará un 10% aplicado sobre mano de obra, vehículos y equipo de montaje, el cual incluye todos los costos de ingeniería, inspección y administración del contratista.
- c. Intereses intercalares: Se han definido los intereses intercalares de acuerdo con la duración de los distintos tipos de obras.

	Obras de BT	Obras de MT
<b>Intereses intercalares</b>	0.78%	1.39%

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

Se debe corroborar que los porcentajes anteriores sean incluidos una sola vez en la conformación de las unidades constructivas.

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

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 RLGE.

### 3.4 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA B

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

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

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

### Módulo C.1 – Optimización de la Red del Distribuidor

#### 4.1 OBJETO

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

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

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

En el Informe de Etapa, se deberán justificar las tecnologías óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas 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 (Utilizando los factores resultantes del ECC correspondiente) con las particularidades del área atendida. Se deberán analizar los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento, pérdidas y de energía no suministrada, correspondiente a cada una de las redes, haciendo análisis comparativos con las diferentes alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y las tecnologías utilizadas actualmente por la Distribuidora.

Entre los componentes de Unidades Constructivas a comparar deberán considerarse tanto para Áreas Urbanas en Damero y Resto de Red, lo siguiente:

- a. Media Tensión Aérea
- b. Media Tensión Subterránea (solo AUD)
- c. Subestaciones de Distribución o centros de transformación
- d. Baja Tensión Aérea
- e. Baja Tensión Subterránea (AUD)
- f. Acometidas y Medidores
- g. Equipos de protección, maniobra y calidad del servicio
- h. Otros

En caso de requerir tecnologías especiales (instalaciones para zonas costeras o salinas) estas deberán ser sustentadas fehacientemente debiendo para el efecto, presentar un informe justificando las áreas o cantidades de instalaciones a incluir para que las mismas sean aprobadas para su inclusión. No se incluirán instalaciones con tecnologías especiales en las áreas donde las mismas no sean utilizadas por la Distribuidora en sus redes reales.

### 4.3 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

#### 4.3.1 DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

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

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



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

El diseño de la red eficiente deberá basarse en el uso de Unidades Constructivas eficientes, es decir, que usen las mejores tecnologías disponibles y que sean óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere. Ellas serán, en principio, las siguientes:

- a. Líneas aéreas de MT de distintas tensiones, tipos y con distintas secciones de conductor (mínimo 6 secciones distintas), incluyendo las que comparten estructuras con líneas de AT
- b. Redes subterráneas de MT de distintas secciones
- c. Centros de transformación MT/BT de distintas tensiones, tipos y potencias, considerando 4 salidas por Centro de Transformación
- d. Líneas aéreas de BT con distintos tipos y secciones de conductor (mínimo 6 secciones), incluyendo las que compartan sus estructuras con líneas de MT y AT
- e. Redes subterráneas de BT de distintas secciones
- f. Seccionadores fusibles de MT de distintas tensiones y corrientes nominales
- g. Seccionadores de MT de distintas tensiones y corrientes nominales
- h. Reconectores de MT de distintas tensiones y corrientes nominales
- i. Bancos de condensadores de MT de distintas tensiones y potencias
- j. Reguladores de tensión de distintos tipos y capacidades
- k. Medidores y acometidas de MT y BT, de distintas conexiones, capacidades y voltajes, de acuerdo con las diferentes categorías tarifarias y condiciones reales de conexión y potencia requerida de los usuarios, deberán evaluarse distintos tipos y secciones de conductor (mínimo 6 secciones para cada tipo de acometida)

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

En cualquier caso, la cantidad de instalaciones subterráneas y/o especiales no será nunca mayor al valor real o lo físicamente instalado siempre y cuando corresponda a instalaciones preexistentes a la vigencia de la Ley General de Electricidad, las cuales serán reconocidas siempre y cuando estén debidamente sustentadas y documentadas por el Distribuidor. No se reconocerán en este estudio líneas subterráneas y/o especiales que se hayan construido posteriormente a la vigencia de la Ley General de Electricidad, para las cuales aplicará lo establecido en el artículo 52 de la Ley y/o normativa vigente.

#### **4.3.2 COMPOSICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS**

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

Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – hombre, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que pueden estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente.

En el Apéndice 2 se presenta el formato base para la conformación de las unidades constructivas.

#### **4.3.3 CÓMPUTO DE RECURSOS POR CONJUNTO**

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

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

Para cada conjunto deberán computarse todos los materiales a usar, la cantidad eficiente de horas-hombre de mano de obra (discriminada porcentualmente en las

categorías definidas en la matriz de remuneraciones) y la cantidad de horas de vehículos y equipos de montaje (discriminada en cada uno de los ítem definidos en el rubro Vehículos y Equipos de Montaje).

Derivado que cada conjunto corresponde a una unidad de valorización ínfima en relación al costo de construir las instalaciones de distribución, los costos del personal de supervisión, control y equipos son compartidos entre los diferentes conjuntos y unidades constructivas; por lo cual para cada conjunto o armado la asignación de personal y equipos compartidos deberán ser asignados de forma porcentual de acuerdo con el tiempo o uso que se dedica para cada una de estas unidades.

#### **4.3.4 VALORES EFICIENTES DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS**

Con los valores eficientes de referencia de materiales definidos por la CNEE, valores de mano de obra, vehículos y equipos de montaje eficientes, deberán determinarse los costos de cada una de las Unidades Constructivas definidas según lo establecido anteriormente en la Etapa B del presente estudio.

#### **4.4 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

La evaluación técnico-económica resultará de la minimización de los costos anuales de inversión (VNR), operación, mantenimiento y pérdidas, para lo cual se deberán utilizar modelos matemáticos perfectamente trazables en cada uno de sus componentes o software especializado de uso general con las certificaciones que correspondan.

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

- a. Selección de las configuraciones óptimas en MT/BT de las diferentes configuraciones: trifásico, bifásico y monofásico (en BT dos (2) y tres (3) hilos)
- b. Selección de las tecnologías óptimas
- c. Selección del material y calibres óptimos de conductores de MT/BT, mínimo deberá evaluar seis (6) secciones
- d. Optimización de los centros de transformación y sus diferentes configuraciones
- e. Optimización de las redes de distribución, estableciendo las configuraciones óptimas de la dimensión de la red de MT, centros de transformación y la resultante red de BT.
- f. Optimización de acometidas
- g. Verificación de los índices de Calidad del Producto y del Servicio Técnico.
- h. Verificación del cumplimiento de la NTDOID.
- i. Otros activos
- j. Cálculo del VNR

Deberá presentar la memoria de cálculo detallada y los resúmenes de resultados de los diferentes costos de optimización para todas las alternativas evaluadas indicando la selección óptima y eficiente seleccionada, razonando los resultados obtenidos.

Para el análisis técnico económico se utilizarán las condiciones de cálculo que se indican a continuación.

#### 4.4.1 CONDICIONES DE CÁLCULO

En todos los casos deberán cumplirse las siguientes condiciones:

- a. El análisis deberá partir de la distribución espacial de la demanda realizada en el Informe de Etapa A. A partir del último año del Próximo Período Tarifario, se utilizará una demanda constante.
- b. La red de distribución deberá diseñarse considerando los valores de factor de potencia de los usuarios establecidos en las NTSD.
- c. El VNR se determinará a partir de las unidades constructivas óptimas. Los valores eficientes de referencia de materiales deberán ser los que apruebe la CNEE mediante resolución.
- d. La anualidad del VNR será calculada con el Factor de Recuperación de Capital definido en el numeral 4.10, para lo cual se utilizará 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 equipos de medición 20 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.
- e. Las pérdidas de potencia y energía se valorizarán de acuerdo con los precios establecidos en el numeral 4.6
- f. Las pérdidas de energía podrán calcularse con el factor de pérdidas de potencia o si la Distribuidora lo requiere, podrá calcularlas en base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo con las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga.
- g. El costo de la energía no suministrada deberá calcularse con el valor oficialmente aprobado por la CNEE.

A continuación, se describen las instalaciones y otras consideraciones para las cuales se deberán realizar los análisis de optimización y evaluación técnico-económica.

#### 4.4.2 SELECCIÓN DE LAS CONFIGURACIONES MT/BT ÓPTIMAMENTE DIMENSIONADAS Y ECONÓMICAMENTE JUSTIFICADAS

Se deberán analizar diferentes alternativas para atender la demanda de los usuarios, en las cuales deberán de considerarse: longitud de red de media tensión, tamaño de centros de transformación y longitud de red de baja tensión, así como la tipología para lograr la red de distribución óptimamente dimensionada y económicamente adaptada a que se refiere el artículo 67 de la LGE.

##### 4.4.2.1 REDES DE MT

Para las redes de MT se utilizará el nivel de tensión actual, 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 del Resto de Red (RdR) deberá compararse el costo anual de líneas monofásicas, bifásicas y trifásicas, estableciendo los límites de uso de cada una de ellas.

La Distribuidora deberá proponer el vano óptimo y económicamente justificado para el diseño de las redes AUD de Distribución, o las redes representativas que se establezcan, esto aplica para los tipos de instalación (alineación, desvío, angular, etc.), así como otras características de la línea (tipo, material y alto de poste, etc.). En las redes RdR, dadas las características de los tendidos, accidentes geográficos, etc., se mantiene la traza real y vano que la Distribuidora justifique.

#### **4.4.2.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

En el caso de centros de transformación MT/BT se deberán evaluar configuraciones de transformadores monofásicos, trifásicos, bancos de transformadores trifásicos (2 o 3 transformadores monofásicos), así como todas las potencias disponibles en el mercado para establecer las instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere; esto aplica tanto para transformadores de pérdidas estándar (Resolución CNEE-31-2000) como para bajas pérdidas. Los valores de pérdidas deben estar sustentados en pruebas de laboratorio o tablas que entreguen los fabricantes.

Para el armado de las unidades constructivas de centros de transformación no se deberá considerar el poste, ya que está contenido en las redes de distribución.

No deberá duplicarse la puesta a tierra del transformador o banco de transformadores con las puestas a tierra de las redes de media tensión o baja tensión ya aterrizadas.

#### **4.4.2.3 REDES DE BT**

En el caso de las redes de BT se deberán evaluar todos los niveles de tensión permitidos en la normativa vigente, para diseñar la red con el que mejor corresponda a una red óptimamente dimensionada y económicamente justificada para prestar el servicio que se requiere. Por ejemplo: se debe evaluar entre sistemas bifilares, trifilares y tetrafilares (monofásico de 2 o 3 conductores y trifásico de 4 conductores), y escoger la mejor opción desde la evaluación técnica y económica, no importando si el sistema real de la Distribuidora utiliza otros sistemas.

Para la alimentación de cargas monofásicas rurales del Resto de Red 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.

La Distribuidora deberá proponer el vano óptimo y económicamente justificado para el diseño de las redes de AUD de Distribución, o las redes representativas que se

establezcan, esto aplica para los tipos de instalación (alineación, desvío, angular, etc.), así como otras características de la línea (tipo, material y alto de poste, etc.). En las redes RdR, dadas las características de los tendidos, accidentes geográficos, etc., se mantiene la traza real y vano que la Distribuidora justifique.

#### 4.4.2.4 ACOMETIDAS

Se deben analizar distintas tecnologías, calibres (6 mínimo para cada categoría tarifaria) y materiales para diseñar las acometidas que mejor correspondan de acuerdo con la demanda de potencia de cada usuario y su configuración de alimentación (2, 3 y 4 conductores). Los materiales que se considerarán dentro de la definición de los costos de la acometida serán aquellos estrictamente necesarios y cuya instalación sea obligación de la Distribuidora.

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

- a. Categoría tarifaria,
- b. Energía consumida durante año base,
- c. Estrato de consumo según el ECC,
- d. Factor de carga según el mismo estudio,
- e. Factor de pérdidas correspondiente al factor de carga,
- f. Sección de la acometida óptima,
- g. Longitud media real 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.

Para la optimización de las acometidas se utilizarán los criterios establecidos en el numeral 4.4.

#### 4.4.2.5 MEDIDORES

Derivado que las instalaciones del usuario donde se aloja el medidor no corresponden a una condición que pueda ser optimizada en virtud que no es obligación ni potestad de la Distribuidora realizar la misma, por lo que el tipo y característica del medidor (tipo de instalación y/o servicio) a utilizar corresponde a una condición de las instalaciones de los usuarios. Derivado de ello los medidores a reconocerse serán de las mismas características a los efectivamente instalados. Adicional a los medidores de los usuarios regulados, se reconocerán únicamente aquellos equipos de medición y comunicación que sean obligación de la Distribuidora su instalación de acuerdo con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14, específicamente los medidores utilizados en los puntos de conexión Transportista/Distribuidor.

En caso el Distribuidor demuestre que la utilización de medidores inteligentes representa menores costos totales en el período tarifario (costo de inversión + costos de operación y mantenimiento + costos de pérdidas), podrá proponer la substitución de medidores en ciertos segmentos de usuarios y deberán considerarse como parte de los planes de expansión a los que se hacen mención en el numeral 4.7.

Las pérdidas medias de potencia de los equipos de medición resultarán de lo establecido de acuerdo con los análisis realizados a los medidores en laboratorios de medición certificados para realizar dichas actividades, o información obtenida a partir de catálogos de los fabricantes. De no presentarse la certificación de laboratorios correspondientes, estas pérdidas se considerarán despreciables para efectos del estudio.

#### 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:

- a. Alimentadores de MT
- b. Centros de transformación MT/BT
- c. Redes de BT
- d. Acometidas

La potencia de los centros de transformación y la sección de los conductores de BT y MT deberán ser suficientes para satisfacer para todos los años del período tarifario, la demanda máxima en el área ya sea medida (en usuarios con medición de demanda) o definida según los factores de coincidencia del ECC. En el proceso de optimización de los centros de transformación, se deberá establecer el factor de utilización óptimo que cubra la proyección de crecimiento vertical de la demanda para el Próximo Período Tarifario, se deberá calcular uno para AUD y otro para RdR. Dicho factor deberá estar sustentado técnicamente de acuerdo con las prácticas de ingeniería y teniendo en cuenta que de acuerdo con el artículo 67 de la LGE, solo se reconocerá el VNR de aquellas instalaciones o parte de ellas que son óptimamente

dimensionados y económicamente justificados para prestar el servicio que se requiere.

Las únicas instalaciones existentes que no serán sometidas al proceso de optimización serán las Subestaciones AT/MT y los GDs, cuya ubicación será una condición de borde para el cálculo, debiendo considerarse los planes de expansión de subestaciones AT/MT y GDs que entrarán en operación durante el Próximo Período Tarifario. Como consecuencia de lo anterior deberán verificarse las condiciones de carga de los transformadores a fin de cumplir con los valores de calidad establecidos en las NTSD y la NTDROID.

La carga relacionada al alumbrado público, debe considerar la demanda de energía y potencia total de cada una de las lámparas de acuerdo con los cálculos definidos para la determinación del consumo mensual de energía de lámparas de alumbrado público aprobados por la CNEE, correspondientes a la tecnología de lámparas AP instaladas en el año base y el consumo determinado para las mismas como resultado de estudios técnicos realizados o aprobados por la CNEE (utilizar información entregada en cumplimiento a la Resolución CNEE-155-2018). En el cálculo del VNR se deberán excluir los costos asociados a instalaciones de Alumbrado Público de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del RLGE.

Deberán elaborarse diversas configuraciones topológicas y tecnológicas, para obtener el VNR de una red distribución que de acuerdo con el artículo 67 de la Ley, lo que implica que únicamente se reconocerán instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere. Para el efecto deberá calcularse para cada una de ellas sus costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas, y que cumplan con los niveles de calidad requeridos en las NTSD y NTDROID. 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. Solo se reconocerán aquellas instalaciones o parte de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.

Así mismo deberá evaluarse la característica y material de la estructura o poste para definir la tecnología óptima y económicamente justificada para prestar el servicio que se requiere, en cualquier caso, las características que se propongan deberán realizarse en estricto apego al cuarto párrafo del artículo 85 RLGE.

Como resultado deberá elaborarse un cuadro resumen comparativo de las cantidades totales y desagregadas de instalaciones eficientes adaptadas a la demanda respecto de las actualmente existentes y calcularse el VNR de ambas. Estos cuadros serán presentados por circuito individual, detallando: calibres y fases de conductores por nivel de tensión, cantidades y tipos de postes, transformadores, medidores, equipos de protección y maniobra, otros.

#### 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, 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 área sobre la cual se aplicará la metodología por dameros será la que se estableció en el Módulo A.2. Para la determinación de tamaños medios de manzanado deberán realizarse los análisis técnicos debidamente justificados, corroborando que se mantenga la consistencia de los tamaños medios definidos del manzanado en las diferentes densidades. En todo caso los modelos deberán justificarse y ajustarse para que se mantengan las cantidades de kilómetros de las calles y avenidas de las áreas de estudio, y correlacionarlas con las longitudes de las redes de distribución existentes para determinar las calles que cuentan con electrificación para cada nivel de tensión.

La demanda máxima que se utilizará para el diseño de las redes de distribución (para cada nivel de tensión y rango de densidad), deberá corresponder a los valores de densidad promedio determinados en el numeral 2.5 de los presentes TDRs, y para su simulación la demanda se distribuirá uniformemente a lo largo de las redes de distribución.

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, MT/MT, GDs y las áreas de distintas densidades que alimenten, con sus ubicaciones y dimensiones reales. Para lo anterior se deberán realizar simulaciones de flujos de carga de los alimentadores troncales; para el efecto, deberá presentar los resultados obtenidos acompañados de las bases de datos, librerías de elementos de red y archivos necesarios, en el formato NEPLAN Versión 360 o PSS@E Versión 35.2, para que la CNEE pueda replicar dichos resultados.

Para cada una de dichas áreas deberán definirse distintas alternativas de configuración de redes de BT y de MT que deberán ser evaluadas en conjunto mediante un modelo matemático perfectamente trazable en cada una de sus

**Resolución CNEE-199-2025**

**Página 46 de 104**



**CNEE**  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Secretaría General

etapas y que permita su optimización técnico-económica realizando, como mínimo, las siguientes operaciones:

- a. Representación de las características de la red, presentando un esquema o dibujo a escala de cómo quedará la red optimizada, en cuanto a las cantidades y ubicaciones que se proponen para cada tipo de AUD por nivel de tensión
- b. Se deberá realizar una optimización técnico-económica, de acuerdo con lo establecido en la sección 4.4.
- c. Minimización de los costos anuales de inversión, de operación y mantenimiento y de pérdidas
- d. Evaluación de las características de los alimentadores de MT y de la ubicación y potencia de los centros de transformación MT/BT
- e. Verificación de los niveles de calidad establecidos en las NTSD
- f. Considerar las calles electrificadas en cada nivel de tensión
- g. De ser posible deberán utilizarse las herramientas de optimización de NEPLAN en todo caso deberán remitirse las bases de datos y librerías compatibles de las diferentes alternativas para comparar y definir las tecnologías óptimas.

Deberá seleccionarse la configuración de instalaciones que resulten del mínimo costo de acuerdo con lo establecido en los artículos 67 y 73 de la LGE. Para el efecto, deberá presentarse para cada AUD lo siguiente:

- a. Diagrama en formato CAD de la configuración de las instalaciones de distribución en el área de análisis.
- b. Simulación de flujos de carga de las instalaciones. Para el efecto deberá presentar los resultados obtenidos acompañados de las bases de datos, librerías de elementos de red y archivos necesarios, en el formato NEPLAN Versión 360 o PSS@E Versión 35.2, para que la CNEE pueda replicar dichos resultados y establecer entre otros las pérdidas de potencia y energía, regulación de tensión, desbalance, etc.

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 que ésta verifique la validez de los datos del modelo y de los resultados obtenidos.

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

En caso la Distribuidora lo considere conveniente y dada la disponibilidad de información con que cuenten de la red de la Distribuidora, se podrá realizar una optimización del 100% de las instalaciones de Media Tensión (MT), Transformación Media/Baja (TMB), instalaciones de Baja Tensión y acometidas asociadas, siempre y cuando siga los criterios básicos establecidos en los presentes términos de referencia, específicamente en cuanto al numeral 1.6.3 *Entrega de informes de etapa*. En dicho caso, la Distribuidora previamente, deberá solicitar a la CNEE la aprobación de dicha opción, y deberá de entregar un resumen en donde se indique los resultados de los

ratios optimizados que se obtuvieron del Estudio. Para el efecto deberá presentar los resultados obtenidos acompañados de las bases de datos, librerías de elementos de red y archivos necesarios, en el formato NEPLAN Versión 360 o PSS@E Versión 35.2, para que la CNEE pueda replicar dichos resultados.

Los resultados obtenidos deberán presentarse en el formato requerido en el Apéndice 5; asimismo se totalizarán todas las instalaciones de acuerdo con el formato indicado en dicho Apéndice.

#### 4.4.3.2 OPTIMIZACIÓN DEL RESTO DE RED

Para las áreas en las cuales el desarrollo de la red no corresponda al desarrollo geométrico utilizado en el modelo de optimización descrito para las áreas en Damero, las instalaciones deberán ser optimizadas técnico y económicamente de acuerdo con el numeral 4.4.3, así mismo en atención a lo que se aprobó en el numeral 2.6, la optimización de la red se hará para el total del Resto de Red y en caso haya sido aprobado, se utilizará la metodología de redes representativas. Para el efecto, se deberá seguir los siguientes lineamientos:

Optimización total del Resto de Red: cuando se cuente con toda la información de acuerdo con lo requerido en el numeral 2.6 de los presentes TDR se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a. Geoposición de toda la red real asociada a cada circuito (media tensión, centros de transformación, baja tensión, acometidas y usuarios),
- b. Se deberá realizar una optimización técnico-económica, de acuerdo con lo establecido en la sección 4.4.
- c. Para las instalaciones de media y baja tensión, se optimizará el calibre (mínimo 6) y tipo de conductor manteniendo las cantidades y traza de la red. Se debe realizar un análisis técnico/económico, para determinar si la configuración actual de la red es la más eficiente; es decir, analizar el uso de redes de baja tensión bifilares, trifilares, tetrafilares; y para redes de media tensión: redes trifásicas, bifásicas o monofásicas.
- d. Para los centros de transformación, se optimizará la potencia de transformación instalada en base a la demanda de los usuarios. Se debe analizar el uso de diferentes tecnologías para prestar el servicio que se requiere. Por ejemplo, utilizar un transformador de bajas pérdidas versus pérdidas estándar o convencionales.
- e. El proceso de optimización de acometidas está descrito en el numeral 4.4.8.
- f. Presentar toda la información asociada tanto para la red real como para la red óptima en los formatos de la Resolución CNEE-50-2011 (tablas: Redes de Media Tensión, Centros de Transformación, Transformadores, Redes de Baja Tensión, Equipos de Protección y Maniobra, acometidas y Medidores) a manera de establecer todas las características de dichas instalaciones; adicionalmente esta información se deberá complementar con lo requerido en la tabla del Apéndice 3, tanto para la red real como óptimo. La CNEE fiscalizará la veracidad de la información.

- g. De ser posible deberán utilizarse las herramientas de optimización de NEPLAN. En todo caso deberán remitirse las bases de datos y librerías compatibles de las diferentes alternativas para comparar y definir las tecnologías óptimas.
- h. Simulación de flujos de carga de las instalaciones reales y optimizadas. Para el efecto deberá presentar los resultados obtenidos acompañados de las bases de datos, librerías de elementos de red y archivos necesarios, en el formato NEPLAN Versión 360 o PSS@E Versión 35.2, para que la CNEE pueda replicar dichos resultados y establecer entre otros las pérdidas de potencia y energía, regulación de tensión, desbalance, etc.
- i. Se requiere que la Distribuidora presente un análisis comparativo entre la red real (indicada en el numeral 2.6) y la red óptima resultante en la presente etapa. Los resultados antes indicados deberán presentarse de acuerdo con el formato establecido en el Apéndice 6.

#### Optimización del Resto de Red con redes representativas:

En el caso que la CNEE haya aprobado la utilización de redes representativas, la optimización se realizará a los circuitos de las redes representativas establecidas en el numeral 2.6, los cuales deberán extrapolarse para la determinación del total del Resto de Red, obteniéndose así el Resto de Red óptima. Para el efecto se aplicará el siguiente procedimiento:

- a. Geoposición de toda la red real asociada a cada red representativa seleccionada en la literal anterior según se requiera (media tensión, centros de transformación, baja tensión, acometidas y usuarios),
- b. Se deberá realizar una optimización técnico-económica, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.4.3.
- c. Para las redes representativas establecidas tanto de media, baja tensión y acometidas, se optimizará el calibre y tipo de conductor manteniendo las cantidades y traza de la red. Se debe realizar un análisis técnico/económico, para determinar si la configuración actual de la red es la más eficiente, es decir analizar el uso de redes de baja tensión bifilares, trifilares, tetrafilares; y para redes de media tensión: redes trifásicas, bifásicas o monofásicas. El proceso de optimización de acometidas está descrito en el numeral 4.4.8.
- d. Para los centros de transformación, se optimizará la potencia de transformación instalada en base a la demanda de los usuarios. Se debe analizar el uso de diferentes tecnologías para prestar el servicio que se requiere. Por ejemplo, utilizar un transformador de bajas pérdidas versus pérdidas estándar o convencionales.
- e. El proceso de optimización de acometidas está descrito en el numeral 4.4.8.
- f. Presentar toda la información asociada tanto para la red real como para la red óptima en los formatos de la Resolución CNEE-50-2011 (tablas: Redes de Media Tensión, Centros de Transformación, Transformadores, Redes de Baja Tensión, Equipos de Protección y Maniobra, acometidas y Medidores) a manera de establecer todas las características de dichas instalaciones, adicionalmente esta información se deberá complementar con lo requerido en la tabla del Apéndice 3, tanto para la red real como óptima. La CNEE fiscalizará la veracidad de la información.

- g. Los resultados de instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas obtenidas para las redes representativas, deberán extrapolarse para obtener la totalidad del Resto de Red, verificando la consistencia de dicha aplicación en el sentido de comprobar el total de demanda atendida, usuarios, longitudes de redes, centros de transformación, etc.
- h. Simulación de flujos de carga de las redes representativas reales y optimizadas. Para el efecto deberá presentar los resultados obtenidos acompañados de las bases de datos, librerías de elementos de red y archivos necesarios, en el formato NEPLAN Versión 5.5.5 o PSS@E Versión 35.2, para que la CNEE pueda replicar dichos resultados y establecer entre otros las pérdidas de potencia y energía.
- i. Se requiere que la Distribuidora presente un análisis comparativo entre la red representativa real (indicada en el numeral 2.6) y la red representativa óptima resultante en la presente etapa, tanto en cantidades como en costos. Los resultados antes indicados deberán presentarse de acuerdo con el formato establecido en el Apéndice 6.
- j. Tanto para la optimización de AUD y Resto de Red, la empresa Distribuidora deberá presentar un análisis técnico para el anclaje de estructuras de fin de línea o de cambio de dirección, eficientizando al máximo el uso de postes tipo "Stub" priorizando las retenidas convencionales sin uso de poste.

#### 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:

- a. Condensadores para corregir el factor de potencia
- b. Reguladores de tensión cuando la configuración de la red los requiera y se justifiquen económicamente
- c. Reconectores
- d. Seccionadores
- e. Interruptores Automatizados
- f. Baterías

Los equipos adicionales a los realmente instalados que se requieran incluir en el estudio, para cumplir con los niveles de calidad requeridos por la normativa vigente, y para determinar las instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio, deberán considerarse como parte de los planes de expansión a los que se hacen mención en el numeral 4.7.

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

#### 4.4.5 IDENTIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2025-2031

Para el análisis de la red óptima de distribución para el Próximo Período Tarifario para el área de concesión de la Distribuidora (2025-2031), se deben considerar como condiciones de borde en el modelo la nueva infraestructura de transmisión, subtransmisión y generación distribuida existentes y los proyectos que entrarán a operar en el período 2025-2031 (se deberán considerar los Planes de Expansión de los Sistemas de Transporte y Generación de Energía Eléctrica establecidos).

Estas condiciones de borde deberán identificarse clara, detalladamente y por separado (Indicándose el año de entrada en funcionamiento de cada instalación).

Para el caso de los Generadores Distribuidos (actuales y futuros), exceptuando los Generadores Distribuidos Renovables establecidos de acuerdo con la NTGDR (Resolución CNEE-227-2014), se deberá determinar la dirección del flujo preponderante en las instalaciones influenciadas por dicho generador, para lo cual deberá utilizar criterios similares a los que emplea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), para determinar el flujo preponderante en el sistema de transmisión. Se deberá entregar una copia digital de los archivos utilizados para el análisis que permitan a la CNEE reproducir los cálculos. Los resultados finales formarán parte del informe de Etapa C.

Las instalaciones y/o modificaciones a instalaciones existentes realizadas a costas de los GDs instalados en la red de la Distribuidora, serán descontadas del VNR; asimismo para los GDs que se proyecten en el análisis de optimización no deberán reconocerse las instalaciones que correspondan ser asumidas por estos generadores. Para estos casos deberá presentar el detalle de las instalaciones de cada uno de estos generadores.

Se deberá entregar como parte del informe de Etapa C, un cuadro indicando las instalaciones afectadas por el GD (cantidad y tipo de unidades constructivas), de acuerdo con el siguiente formato:

Nombre del Generador.	Nombre del Circuito	Escenario sin GD		Escenario con GD	
		Tipo UUCC <sup>7</sup>	Cantidad (km)	Tipo UUCC	Cantidad (km)
Generador Distribuido 1	Circuito 1.	UUCC 1	X	UUCC 3	W
		UUCC 2	Y	UUCC 4	Z
Generador Distribuido 2	Circuito 2.				
Generador Distribuido n	Circuito n.				

<sup>7</sup> El nombre de la UUCC deberá basarse en los propuestos para la elaboración de esta etapa.

En el proceso de optimización se debe evaluar también la posibilidad que en la red RdR se puedan instalar GDR que mejoren la calidad del servicio.

#### **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, y estos no podrán ser inferiores a la eficiencia ya alcanzada por la misma Distribuidora. 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:

- a. Reconectores de MT
- b. Alimentadores de MT
- c. Seccionadores en ramales y derivaciones de MT
- d. Centros de transformación MT/BT
- e. Redes de BT
- f. Acometidas a usuarios de BT
- g. Medidores totalizadores
- h. Elementos de red AMI
- i. Interruptores Automatizados

Se deberá verificar el cumplimiento de los indicadores individuales y globales establecidos en la normativa de Calidad (NTSD) para los parámetros de Calidad de Servicio Técnico y Producto Técnico relacionados con la red optimizada MT y BT. La Consultora deberá incluir en el estudio el detalle con la validación de los indicadores de Calidad de Producto Técnico y Servicio Técnico de la Red Eficiente, para cada circuito, donde se observe que cumplan con las Normas de Calidad vigentes. Las tasas de falla de las redes de distribución deberán corresponder de un análisis donde se comparen los valores reconocidos por otros reguladores, así como los datos que publiquen instituciones internacionales como la IEEE o ANSI. Para los cálculos de cumplimiento de los índices de calidad no se incluirán los casos de fuerza mayor, ya que no son imputables a la Distribuidora.

Los equipos adicionales a los realmente instalados que se requieran incluir en el estudio para cumplir con los niveles de calidad requeridos por la normativa vigente, y para determinar las instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio, deberán considerarse como parte de los planes de expansión a los que se hacen mención en el numeral 4.7., por lo que deberá

incluirse todo lo solicitado en el referido numeral para su reconocimiento dentro de la tarifa.

A fin de evaluar la calidad de servicio real de los usuarios del Distribuidor, deberán incluirse en el análisis las subestaciones AT/MT, sus interruptores de salida de MT y los Generadores Distribuidos, aunque no pertenezcan al Distribuidor.

#### **4.4.7 ESTRUCTURAS COMPARTIDAS**

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

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

#### **4.4.8 VNR DE ACOMETIDAS Y EQUIPOS DE MEDICIÓN**

##### **4.4.8.1 ACOMETIDAS A USUARIOS DE BT**

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

- a. Se deben analizar distintas tecnologías, calibres (mínimo 6) y materiales para diseñar las acometidas que mejor correspondan de acuerdo con la demanda de potencia de cada usuario y su configuración de alimentación (2, 3 y 4 conductores). Para este análisis deberá considerarse los precios definidos en la Etapa B. Los criterios de optimización técnico – económicos serán los establecidos en el numeral 4.4.3. Para facilidad en el cálculo del VNR se podrán establecer acometidas por grupos de usuarios, de acuerdo con rangos de potencias; como mínimo deberán establecerse 5 rangos de acometidas para cada categoría tarifaria.
- b. Los materiales que se considerarán dentro de la definición de los costos de la acometida serán aquellos estrictamente necesarios y cuya instalación sea obligación de la Distribuidora.
- c. La demanda de potencia para el diseño de las acometidas, se determinará sobre la base de la demanda máxima, ya sea medida (en usuarios con medición de demanda) o definida según los factores de coincidencia ECC. El cálculo deberá efectuarse para el año base.
- d. Para la cantidad de acometidas a determinar deberá considerarse que una acometida puede alimentar a más de un usuario (panel de medidores, medidores acoplados, etc.).

- e. Determinación de la longitud media real de acometidas para cada una de las Áreas Urbanas en Damero y Resto de Red. En caso la Distribuidora no cuente con este dato, podrá realizarse un muestreo para determinar la longitud media estimada de las acometidas. Para el Resto de Red se utilizará la información de acuerdo con lo que se estableció en el numeral 2.6. De no contarse con la información real de las acometidas para AUD, se deberá establecer una muestra de acometidas, estadísticamente representativos del universo, los cuales serán determinados en función de variables explicativas, como, por ejemplo: tensión, demanda, configuración de fases, otros. En la realización de sorteo, deberá estar presente un representante de la CNEE. La muestra seleccionada deberá alcanzar valores estadísticamente representativos, y adecuados respecto al nivel de error y confiabilidad.
- f. Cálculo del VNR de cada tipo de acometida, multiplicando su VNR unitario por la longitud media de acometidas y por la correspondiente cantidad de usuarios por cada tipo de acometida. Dentro del cálculo deberá considerar que una acometida puede alimentar a más de un usuario (panel de medidores, medidores acoplados, etc.). La suma de los VNR para todos los tipos de acometidas constituirá el VNR total por este concepto.
- g. Deberá realizarse un comparativo entre las acometidas reales y las óptimas.

#### 4.4.8.2 EQUIPOS DE MEDICIÓN

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

- a. Definición del tipo de medidor adecuado para cada categoría tarifaria, o característica de usuario, teniendo en cuenta el costo definido en el Informe de Etapa B. Para categorías que requieran transformadores de medida deberá incluirse el costo de éstos siempre y cuando sea obligación de su instalación de parte de la Distribuidora.
- b. Deberá considerarse los programas de inversión aprobados por la CNEE de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.7.
- c. No se reconocerán medidores o accesorios que superen las características y costos de los realmente instalados de la Distribuidora (Artículo 85 RLGE).
- d. Aplicación del VNR unitario del medidor por categoría tarifaria a la cantidad de usuarios de cada categoría prevista para el año base, discriminando usuarios de MT y de BT. La suma de los VNR para todas las categorías de MT y de BT constituirá el VNR total por este concepto para cada nivel de tensión.
- e. Deberán someterse al proceso de optimización los medidores totalizadores para reducción de pérdidas.

#### 4.4.9 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES DE TERCEROS Y PER

Se considerarán bajo este rubro las obras ejecutadas por terceros o por el Gobierno y transferidas al Distribuidor con posterioridad a su adjudicación (entre estos se incluye el PER, instalaciones donadas por condominios o residenciales, proyectos ejecutados o pagados por municipalidades o comunidades, instalaciones pagadas por GDs, y cualquier otro activo de distribución que haya sido entregado en operación y en la

cual la Distribuidora no invirtió capital del costo total de los activos y otras donaciones que haya realizado el gobierno). Se trata de instalaciones cuya operación y mantenimiento está a cargo del Distribuidor y que pueden ser usadas por éste para la alimentación a nuevos usuarios (redes transferidas por empresas constructoras, generadores distribuidos, usuarios, etc.). Dentro de este concepto se deberán incluir también las instalaciones (cargas mayores a 75kVA) que los usuarios hubiesen efectuado por cuenta propia y que fueron cedidos a la Distribuidora (Resolución CNEE-61-2004, donde aplique). Quedarán excluidas las instalaciones de terceros no transferidas al Distribuidor, las mismas deberán ser descontadas de las instalaciones del Distribuidor.

Para determinar el VNR de instalaciones PER, la Distribuidora deberá presentar todos los documentos de soporte donde se establezcan los tipos y cantidades de activos que el Gobierno transfirió a la Distribuidora. 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.

Dicho análisis debe presentarse lo más detallado posible, discriminando las instalaciones de MT, BT, Centros de Transformación, equipos de MT/BT, acometidas y medidores.

Cuando no se cuente con el detalle requerido, se utilizarán los montos de los recursos invertidos de acuerdo con los reportes oficiales de las entidades Gubernamentales correspondientes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 47 de la LGE, los cuales serán actualizados a la fecha de referencia. En caso de desacuerdo entre los montos o cantidades de instalaciones antes indicadas la Comisión escuchando a las partes, realizará el análisis que corresponda y notificará lo resuelto a la Distribuidora para su aplicación.

#### **4.5 CÁLCULO DEL VNR**

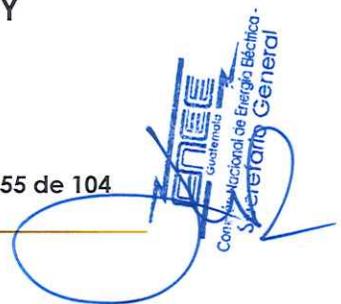
El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) debe establecerse para el año base:

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

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

Adicionalmente se deberá desagregar el VNR por cada tipo de AUD y RdR, por nivel de tensión.

#### **4.6 PREVISIONES DE LOS PRECIOS MEDIOS DE COMPRA DE POTENCIA Y ENERGÍA PARA EL PRÓXIMO PERIODO TARIFARIO 2025-2031**



Comisión Nacional de Energía Eléctrica -  
Secretaría General

La CNEE en función de los contratos de suministro, precios de oportunidad de la energía proyectados y otros costos mayoristas de la Distribuidora, procederá a estimar los precios medios de compra de potencia y energía para el próximo periodo tarifario (2025-2031). Estos valores deberán ser utilizados por la Distribuidora para la realización de las simulaciones necesarias, para los cálculos de optimización de las instalaciones de Distribución y la determinación de pérdidas óptimas de la red eficiente.

#### **4.7 PLANES DE EXPANSIÓN (ARTÍCULO 85 RLGE)**

Con base en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Distribuidora deberá presentar para su aprobación los planes de expansión de su red para el Próximo Período Tarifario, que incluyan los respectivos programas de inversión, para que la Comisión pueda verificar su consistencia y aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión. La CNEE podrá proponer otros programas que considere pertinentes incluir en este plan.

Para el efecto la Distribuidora deberá preparar los respectivos programas de inversión en los que incluirá la adición de nuevas instalaciones, mejoras a las instalaciones de Distribución y mejoras a la prestación del servicio. Estos programas deberán contener lo siguiente:

- a. Descripción del plan y alcances
- b. Análisis del costo/beneficio
- c. Cronogramas de implementación anual y sus costos asociados y el impacto en tarifa
- d. Detalles y especificaciones de las instalaciones o equipos a instalar
- e. Otros que considere pertinentes el Distribuidor
- f. Conclusiones y recomendaciones

Dentro de estos programas la Distribuidora podrá incluir (sin estar limitados a estos) los siguientes:

- Instalaciones para cumplir con los niveles de calidad definidos en NTSD de acuerdo con lo establecido en los numerales 4.4.4 y 4.4.6,
- Programas de instalación de nuevas tecnologías
- Planes de electrificación rural
- Planes de instalación de equipos de medición y control de la red de distribución
- Ampliación del parque de dispositivos de medición inteligente
- Digitalización de infraestructura de red.
- Digitalización de operaciones en campo
- Mejora y ampliación de los planes para la atención e información al usuario.

La CNEE aprobará y reconocerá los programas que considere pertinentes, así como sus alcances, la forma de su inclusión y su traslado a las tarifas finales. El reconocimiento se realizará en el ajuste semestral siguiente a la puesta en operación de las instalaciones. Para el efecto, la Distribuidora deberá presentar con un mes de anticipación un informe que contenga como mínimo, toda la información de costos

**Resolución CNEE-199-2025**

debidamente documentados (facturas, contratos, órdenes de compra) y detallados para cada uno de los: **i.** Materiales **ii.** Equipos **iii.** Instalaciones **iv.** Costos de mano de obra, **v.** Costos de vehículos **vi.** Costos indirectos; **vii.** Informe de inspección y supervisión de obras que la CNEE determine. En ningún caso se reconocerán costos superiores a los aprobados en el presente estudio, ni costos que no sean debidamente justificados.

El crecimiento natural de redes de la Distribuidora no será considerado como inversiones adicionales de red, y será calculado en base a las proyecciones de la demanda.

## **Módulo C.2 – Anualidad de la Inversión**

### **4.8 OBJETO**

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

### **4.9 CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN**

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

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

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

### **4.10 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL (FRC)**

El factor de Recuperación de Capital se calculará por medio de la fórmula de anualidad constante, de la manera siguiente:

$$FRC = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Dónde:

- FRC = Factor de Recuperación de Capital.
- n = 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.
- i = Tasa de Actualización (TAI) vigente aprobada por la Comisión después de impuestos dividida por uno menos la alícuota del Impuesto Sobre la Renta.

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.

#### 4.11 VALOR DE REPOSICIÓN DE INSTALACIONES DE TERCEROS O DONACIONES

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

$$\frac{r}{[(1 + r)^{T_0} - 1]}$$

Dónde:

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

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

Se entiende que la anualidad así definida permite al operador formar un fondo de reserva acumulativo, que rentado a interés compuesto con una tasa igual a la de actualización r, alcanzará al final del tiempo de vida To 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 o documentación de transferencia indique expresamente que la reposición no queda a cargo del Distribuidor.

Resolución CNEE-199-2025

Página 58 de 104

## 4.12 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA C

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

### MÓDULO C.1:

Información de cada unidad constructiva:

- i. 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.
- ii. Planillas de cálculo de recursos necesarios para cada conjunto de cada Unidad Constructiva, con detalle suficiente para poder evaluar su razonabilidad.
- iii. Memorias de cálculo del proceso de selección de tecnologías óptimas que sean perfectamente replicables, para cada Unidad Constructiva.

Optimización de la red:

- i. 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.
- ii. Comparación a detalle de la red actual y la red optimizada propuesta por el Distribuidor. Tanto para cada una de las AUD como las RdR.
- iii. Memorias de cálculo de la optimización, incluyendo los correspondientes modelos y sus manuales, que permitan a la CNEE verificar y reproducir el proceso.
- iv. Identificación de Instalaciones de Distribución, Subtransmisión y Generación Distribuida 2025-2031. Se deberá incluir el detalle anual de la red reconocida para expansión horizontal. Detallando los elementos de red, tales como los equipos de red MT y BT, Acometidas, Transformadores, etc.
- v. Programa de inversiones adicionales de red, el cual deberá incluir el detalle de todos los proyectos que se tengan planificado realizar durante el Próximo Período Tarifario, incluyendo los cronogramas de ejecución y el coste del mismo.
- vi. Se debe llenar las tablas indicadas en los Apéndices 5 y 6 (AUD y RDR)
- vii. Detalle por circuito, donde se observe el cumplimiento de los indicadores de Calidad de Producto Técnico y Servicio Técnico vigentes para la Red Eficiente y Real.

No deberán duplicarse materiales, horas hombre y armados en general en la definición de UUCC.

## MÓDULO C.2:

- a. Anualidad de la Inversión:
- b. Resumen del VNR de las instalaciones eléctricas totales desagregadas por:
  - i. Sistema de distribución eléctrica
  - ii. Acometidas y equipos de medición
  - iii. Instalaciones de terceros
  - iv. Instalaciones del PER
- c. Base de datos de unidades constructivas reales de la Distribuidora, incluyendo el detalle de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje.
- d. Memorias de cálculo que puedan ser perfectamente replicables por la CNEE

## 5 ETAPA D - BALANCES DE ENERGÍA Y POTENCIA

### 5.1 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA REAL

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

El balance de energía y potencia deberá ser elaborado para el máximo requerimiento de demanda de la red de la Distribuidora, en el año base, así como para las bandas horarias que se determinen según el diseño de las categorías tarifarias que se establezcan.

Para el caso de potencia, deberá considerarse la demanda coincidente en las horas de punta del sistema y para cada una de las bandas horarias (punta, resto y valle), según se haya establecido en las etapas previas para las categorías tarifarias que se requiere.

Las pérdidas reales de energía de las redes de media y baja tensión, centros de transformación y acometidas provendrán de la Etapa C, las mismas deberán ser sustentadas con flujos de carga para las diferentes bandas horarias que se establezcan.

Deberá considerarse dentro del análisis de pérdidas el efecto que los Generadores Distribuidos provocan en la red del Distribuidor y que impactan en el cálculo de los factores de expansión de pérdidas, considerando las condiciones de conexión que se establecieron para cada uno de ellos. Las cuales provendrán de la Etapa C.

#### 5.1.1 PROCESO DE CÁLCULO

El cálculo del balance de potencia y energía real se realizará con los valores del año base y se determinará siguiendo el orden que se describe a continuación:

Paso 1. Se partirá desde la entrada de la red, con la demanda máxima establecida con la medición que registre el Sistema de Medición Comercial –SMEC- del Administrador del Mercado Mayorista.

Paso 2. Al valor anterior se le sustraerán las pérdidas técnicas reales de potencia de la red de media tensión establecidas en la Etapa C y la demanda máxima de potencia coincidente de los usuarios conectados en la red de media tensión de acuerdo con los parámetros establecidos en el ECC, obteniéndose así la potencia en la entrada de los centros de transformación.

Paso 3. Seguidamente, al valor anterior se sustraerán las pérdidas técnicas reales de potencia de los centros de transformación de acuerdo con lo establecido en la Etapa C, obteniéndose así la potencia en la entrada de la red de baja tensión.

Paso 4. Al valor anterior se le sustraerán las pérdidas técnicas reales de potencia de la red de baja tensión establecida en la Etapa C, la demanda máxima de potencia coincidente de los usuarios conectados en la red de baja tensión de acuerdo con los parámetros establecidos en el ECC.

Paso 5. El valor restante corresponderá a las pérdidas no técnicas totales reales de potencia total existentes en la Distribuidora.

El procedimiento para determinar el balance de energía real será análogo a lo antes indicado, pero considerando la energía en base anual.

Las pérdidas totales de la Distribuidora resultarán del valor medio de las distintas áreas de distribución analizadas en la Etapa C.

El detalle de cálculo de cada uno de estos pasos se describe a continuación; deberán realizarse los balances de potencia y energía de forma separada.

### **5.1.2 ENERGÍA Y POTENCIA REAL INGRESADA A LA RED DE MT**

Para obtener los valores de energía y potencia en punta en el ingreso a la red de MT del Distribuidor, se utilizarán los que registre el Sistema de Medición Comercial –SMEC- del Administrador del Mercado Mayorista, para el día de máxima demanda de la Distribuidora en el año base.

### **5.1.3 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 y de acuerdo con lo establecido en la Etapa A.

La potencia medida y facturada deberá ser la suma de la demanda por cada categoría tarifaria en coincidencia con la hora de demanda máxima de la Distribuidora, determinadas con los respectivos factores de carga y de coincidencia determinados en el ECC para cada una de estas categorías tarifarias, y para las bandas horarias que se hayan establecido, para esto deberán utilizarse los respectivos parámetros y factores determinados en el ECC.

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

Deberá utilizarse la información recabada mediante la RED AMI durante el período de funcionamiento de la misma.

#### 5.1.4 PÉRDIDAS REALES EN MT

Las pérdidas técnicas reales de potencia en MT para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C.

Para la determinación de las pérdidas de energía reales se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía reales con base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo con las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C.

#### 5.1.5 ENERGÍA Y POTENCIA REAL INGRESADA A CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

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

#### 5.1.6 PÉRDIDAS REALES EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

Las pérdidas técnicas de potencia reales en los centros de transformación para cada banda horaria serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C.

Para la determinación de las pérdidas de energía reales se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía reales con base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo con las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C.

### 5.1.7 ENERGÍA Y POTENCIA REAL INGRESADA A LA RED DE BT

Para determinar el cálculo de energía y potencia real ingresada a la red de BT, se restarán de los valores registrados por el SMEC, la demanda de los usuarios de MT, las pérdidas técnicas reales en redes de MT y las pérdidas técnicas reales en los centros de transformación calculadas en los incisos anteriores.

### 5.1.8 ENERGÍA Y POTENCIA SUMINISTRADAS A USUARIOS DE BT

La energía medida y facturada por los usuarios de BT deberá calcularse como la suma de la energía anual de cada uno de ellos y de acuerdo con lo establecido en la Etapa A.

La potencia se determinará a partir de la potencia medida para las categorías con medición de potencia, y para las categorías sin medición de potencia, se utilizará la energía medida y los respectivos factores de carga y de coincidencia determinados en el ECC para cada una de estas categorías tarifarias. La potencia se calculará como la suma de la demanda de cada usuario en coincidencia con la hora de demanda máxima de la Distribuidora, y para las bandas horarias que se hayan establecido, para esto deberán utilizarse los respectivos parámetros y factores determinados en el ECC.

### 5.1.9 PÉRDIDAS TÉCNICAS REALES EN BT (RED DE BT, ACOMETIDAS, MEDIDORES)

Las pérdidas técnicas reales de potencia en BT, incluirán las pérdidas reales de la red de baja tensión, acometidas y medidores, para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C.

Para fines de ordenamiento en el desarrollo del balance, se tratarán por separado cada una de las pérdidas de la red de la baja tensión, acometidas y medidores.

Las pérdidas medias de potencia de los equipos de medición resultarán de lo establecido de acuerdo con los análisis realizados a los medidores en laboratorios de medición certificados para realizar dichas actividades, o información obtenida a partir de los catálogos de fabricantes.

Para la determinación de las pérdidas de energía reales se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía reales con base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo con las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C.

## 5.1.10 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS TOTALES REALES DE ENERGÍA Y POTENCIA

El valor de pérdidas no técnicas totales reales de potencia serán los valores resultantes de restar a la potencia ingresada a las redes de BT, las pérdidas técnicas reales de potencia de redes de baja tensión, acometidas y medidores; y la demanda de potencia de los usuarios de baja tensión. Estas pérdidas no técnicas reales de potencia corresponderán al total de las pérdidas no técnicas y son las que permitirán el cierre del balance de potencia real. Para las pérdidas no técnicas totales reales de energía se seguirá el mismo procedimiento.

No se incluirán pérdidas no técnicas en el nivel de MT.

Las pérdidas no técnicas totales reales de energía y potencia determinadas en este apartado servirán para la construcción del balance óptimo de energía y potencia, y para la construcción del cierre de ingresos por VAD y costos de suministro de energía y potencia del próximo período tarifario. Esto de acuerdo con lo establecido en el artículo 61 de la LGE, en el que indica que en ningún caso los costos atribuibles a una categoría de usuarios podrán ser cobrados a otros usuarios.

## 5.2 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA ÓPTIMO

El balance deberá mostrar los valores óptimos de la Distribuidora en cuanto a la energía y la potencia ingresadas a la red de MT, las pérdidas técnicas óptimas en MT, la energía y la potencia suministradas y facturadas a usuarios servidos en MT, la energía y la potencia ingresadas a BT, las pérdidas técnicas óptimas 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 máximo requerimiento de demanda de la red de la Distribuidora, en el año base, y cada uno de los años del período dado entre el año base y el último año del siguiente período tarifario, así como para las bandas horarias que se determinen según el diseño de las categorías tarifarias que se establezcan.

Para el caso de potencia, deberá considerarse la demanda coincidente en las horas de punta del sistema y para cada una de las bandas horarias (punta, resto y valle), según se haya establecido en las etapas previas para las categorías tarifarias que se requiere.

Las pérdidas óptimas de energía de las redes de media y baja tensión, centros de transformación y acometidas provendrán de la Etapa C, las mismas deberán ser sustentadas con flujos de carga para las diferentes bandas horarias que se establezcan.

Deberá considerarse dentro del análisis de pérdidas el efecto que los Generadores Distribuidos provocan en la red del Distribuidor y que impactan en el cálculo de los factores de expansión de pérdidas, considerando las condiciones de conexión que se establecieron para cada uno de ellos, las cuales provendrán de la Etapa C.

## 5.2.1 PROCESO DE CÁLCULO

El cálculo del balance de potencia y energía óptimo se realizará con los valores del año base y aquellos obtenidos para todo el período que va desde el año base y el último año del próximo período tarifario y se determinará siguiendo el orden que se describe a continuación:

Paso 1. Se partirá de la demanda máxima de potencia coincidente de los usuarios conectados en la red de baja tensión de acuerdo con los parámetros establecidos en el ECC.

Paso 2. Al valor anterior se le adicionarán las pérdidas técnicas óptimas de potencia de las redes de baja tensión establecidas en la Etapa C y las pérdidas no técnicas calculadas en el numeral 5.1.10, obteniéndose así la potencia en la entrada de la red de baja tensión

Paso 3. Seguidamente, al valor anterior se adicionarán las pérdidas técnicas óptimas de potencia de los centros de transformación de acuerdo con lo establecido en la Etapa C, obteniéndose así la potencia en la entrada de los centros de transformación. En esta etapa se determinará la proyección de potencia (**OUTPUT<sub>BT</sub>**) para la determinación del CDBT.

Paso 4. Al valor anterior se le adicionará la demanda máxima de potencia coincidente de los usuarios conectados en la red de media tensión de acuerdo con los parámetros establecidos en el ECC y las pérdidas técnicas óptimas de potencia de la red de media tensión establecidas en la Etapa C, obteniéndose así la potencia en la entrada en la red de media tensión. En esta etapa se determinará la proyección de potencia, la cual servirá como un componente del **OUTPUT<sub>MT</sub>** en la determinación del CDMT.

El procedimiento anteriormente indicado aplica siempre y cuando la demanda máxima en BT y en MT ocurra a la misma hora, caso contrario, la construcción de cada balance deberá realizarse considerando los parámetros que resulten para cada categoría para la hora de máxima en BT y para la hora de máxima en MT.

El procedimiento para determinar el balance de energía óptimo será análogo a lo antes indicado.

Las pérdidas totales de la Distribuidora resultarán del valor medio de las distintas áreas de distribución analizadas en la Etapa C.

El detalle de cálculo de cada uno de estos pasos se describe a continuación y deberán realizarse los balances de potencia y energía de forma separada.

## 5.2.2 ENERGÍA Y POTENCIA SUMINISTRADAS A USUARIOS DE BT

La energía medida y facturada por los usuarios de BT deberá calcularse como la suma de la energía anual de cada uno de ellos y de acuerdo con lo establecido en la Etapa A.

La potencia se determinará a partir de la potencia medida para las categorías con medición de potencia, y los factores de coincidencia determinados en el ECC para cada una de estas categorías tarifarias, para las categorías sin medición de potencia, se utilizará la energía medida y los respectivos factores de carga y de coincidencia determinados en el ECC para cada una de estas categorías tarifarias. La potencia se calculará como la suma de la demanda de cada usuario en coincidencia con la hora de demanda máxima de la Distribuidora, y para las bandas horarias que se hayan establecido, para esto deberán utilizarse los respectivos parámetros y factores determinados en el ECC.

## 5.2.3 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS TOTALES DE ENERGÍA Y POTENCIA

A la demanda de energía y potencia de los usuarios BT, se adicionarán las pérdidas no técnicas totales determinadas en el numeral 5.1.10, obteniéndose así la potencia en la entrada de la red de baja tensión.

## 5.2.4 PÉRDIDAS TÉCNICAS ÓPTIMAS EN BT (RED DE BT, ACOMETIDAS, MEDIDORES)

Las pérdidas técnicas óptimas de potencia en BT, incluirán las pérdidas óptimas de la red de baja tensión, acometidas y medidores, para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C.

Para fines de ordenamiento en el desarrollo del balance, se tratarán por separado cada una de las pérdidas de la red de la baja tensión, acometidas y medidores.

Las pérdidas medias de potencia de los equipos de medición resultarán de lo establecido de acuerdo con los análisis realizados a los medidores en laboratorios de medición certificados para realizar dichas actividades.

Para la determinación de las pérdidas de energía óptimas se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía óptimas con base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo con las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C.

### 5.2.5 ENERGÍA Y POTENCIA ÓPTIMA INGRESADA A LA RED DE BT

Para determinar la energía y potencia óptima ingresada a la red de BT, se adicionará la demanda de los usuarios de BT, las pérdidas no técnicas totales y las pérdidas técnicas óptimas en BT calculadas en los incisos anteriores.

### 5.2.6 PÉRDIDAS ÓPTIMAS EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

Las pérdidas técnicas de potencia óptimas en los centros de transformación para cada banda horaria serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C.

Para la determinación de las pérdidas de energía óptimas se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía óptimas con base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo con las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C.

### 5.2.7 ENERGÍA Y POTENCIA ÓPTIMA INGRESADA A CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

La adición de los valores de pérdidas óptimas de energía y potencia mencionados anteriormente, a la energía y potencia ingresadas a la red de BT, permitirá obtener los valores óptimos de energía anual y la demanda de potencia en punta en el ingreso a los centros de transformación MT/BT.

En esta etapa se determinará la proyección de potencia (**OUTPUTBT<sub>t</sub>**) para la determinación del CDBT.

### 5.2.8 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 y de acuerdo con lo establecido en la Etapa A.

La potencia medida y facturada deberá ser la suma de la demanda por cada categoría tarifaria en coincidencia con la hora de demanda máxima de la Distribuidora, determinadas con los respectivos factores de carga y de coincidencia determinados en el ECC para cada una de estas categorías tarifarias, y para las bandas horarias que se hayan establecido, para esto deberán utilizarse los respectivos parámetros y factores determinados en el ECC.

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

### 5.2.9 PÉRDIDAS ÓPTIMAS EN MT

Las pérdidas técnicas óptimas de potencia en MT para cada banda horaria serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C.

Para la determinación de las pérdidas de energía óptimas se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía óptimas en base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo con las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C.

### 5.2.10 ENERGÍA Y POTENCIA ÓPTIMA INGRESADA A LA RED DE MT

Para obtener los valores óptimos de energía y potencia en punta para el día de máxima demanda de la Distribuidora en el año base y para cada uno de los años del periodo que va entre el año base y el último año del siguiente periodo tarifario en el ingreso a la red de MT del Distribuidor, se adicionarán a la energía y potencia ingresada en los centros de transformación MT/BT, la energía y potencia suministrada a los usuarios conectados en MT y las pérdidas técnicas óptimas de MT del inciso anterior, obteniéndose así la potencia en la entrada en la red de media tensión.

En esta etapa se determinará la proyección de potencia (**OUTPUT<sub>MTi</sub>**) para la determinación del CDMT.

## 5.3 DETERMINACIÓN DE FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS

Se deberán cuantificar los siguientes factores de pérdidas medias definidos en el artículo 90 del RLGE 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

Los factores de pérdidas de energía y potencia en la red de MT, incluirán únicamente las pérdidas técnicas óptimas calculadas en la Etapa C. Los factores de pérdidas de energía y potencia óptimas de la red de BT, incluirán únicamente las pérdidas

técnicas óptimas calculadas en la Etapa C y una fracción de las pérdidas no técnicas reales que se establecieron en el numeral 5.1.10.

La Distribuidora presentará una propuesta para la cuantificación de la fracción de las pérdidas no técnicas (calculadas sobre la entrada a la red de MT) que se reconocerán para el traslado a tarifas de acuerdo a lo establecido al artículo 90 del RLGE, el planteamiento de la Distribuidora deberá contener las premisas y detalle de los cálculos efectuados para llegar a la propuesta que remitan, deberá ser integral para la atención de esta condición, pudiendo considerar programas para la reducción de las pérdidas no técnicas, la Comisión analizará la propuesta de la Distribuidora de manera integral y determinará el porcentaje que será aplicado y las actividades para reducción de pérdidas que serán reconocidas.

## 5.4 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA D

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a. Archivos de programas de flujos de potencia en NEPLAN Versión 360 o PSS@E Versión 35.2, donde se observe la simulación de los flujos en cada uno de los AUD propuestos, los circuitos RDR propuestos y reales.
- b. Balance de energía y potencia real del sistema eléctrico de distribución, para el año base del Estudio.
- c. Balance de energía y potencia óptimo del sistema eléctrico de distribución, para el año base del Estudio y proyección para el Próximo Período Tarifario.
- d. Análisis comparativo de las pérdidas reales y las pérdidas óptimas resultantes.
- e. Determinación de los factores de pérdidas medias resultantes para cada nivel de tensión y su memoria de cálculo.
- f. Memoria de cálculo de energía y potencia en cada nivel de tensión que sea perfectamente trazable.

## 6 ETAPA E- COSTOS DE EXPLOTACIÓN

### 6.1 OBJETO

El objeto de esta Etapa E 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 Próximo Período Tarifario considerando valores eficientes del año base.

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

En general para la determinación de la empresa eficiente de referencia (estructura, personal, instalaciones, insumos, vehículos, etc.), las actividades eficientes que podrán considerarse en el presente estudio deben corresponder a las características del área atendida por la Distribuidora. Por lo que, para la determinación de la empresa eficiente de referencia, resulta razonable para el diseño de ésta, la consideración de las características reales de operación y funcionamiento de la Distribuidora, por lo que a partir de estas características se podrá determinar las actividades que se consideren eficientes así como las que no lo son. En este sentido, se debe estudiar y analizar cada uno de los componentes de la estructura actual de la Distribuidora, para poder establecer detalladamente para cada uno de sus componentes, los niveles de eficiencia alcanzados y determinar para éstos que actividades y costos están sujetos a mejorarse e incluirse al cálculo tarifario y de esta cuenta determinar todas aquellas actividades y costos que no corresponden a actividades eficientes para la prestación del servicio regulado de distribución, con los niveles de calidad exigidos por la regulación. Una vez establecida la empresa eficiente de referencia, deberá compararse con la empresa real para determinar sus niveles de eficiencia, comentando y razonando las diferencias encontradas.

## 6.2 CLASIFICACIÓN

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

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

## 6.3 COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

### 6.3.1 MARCO DE REFERENCIA

Las actividades de Operación y Mantenimiento tienen como marco de referencia las mejores prácticas, en particular las relativas a Calidad del Producto Técnico y Calidad del Servicio Técnico, la estructura topológica de la red y la valorización que otorga el usuario a las molestias y pérdidas económicas por la eventual interrupción del servicio eléctrico. Por lo que de acuerdo con el artículo 73 de la LGE "...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia".

### 6.3.2 COMPONENTES

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

- a. Operación de la red, incluyendo maniobras programadas y de emergencia.
- b. Mantenimiento correctivo como consecuencia de fallas de materiales, accidentes, vandalismo, fenómenos climáticos o errores de operación debidamente justificados
- c. Mantenimiento preventivo, incluyendo revisiones periódicas y tareas de mantenimiento y/o ajuste programadas en función de las recomendaciones de los fabricantes de equipos.
- d. En ningún caso se deberán incluir dentro de las labores de operación y mantenimiento, aquellas actividades que correspondan a la reposición de activos por cumplimiento de su vida útil, toda vez que estas son reconocidas mediante el FRC.
- e. En el caso del costo de la operación y mantenimiento de instalaciones subterráneas, se reconocerá únicamente para aquellas instalaciones que sean resultado de la optimización de la red en la Etapa C.
- f. Para la actividad de Tala y Poda, se deberá hacer un estudio sobre la necesidad de atención de esta actividad en las áreas urbanas (AUD), se deberá hacer la distinción en comparación con el Resto de Red.

### 6.3.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

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

- a. Se adoptará un horizonte de un año (año base).
- b. Se calculará la magnitud de cada componente en forma unitaria, discriminándolo por tipo de instalación, asignando tasas de fallas y frecuencias eficientes<sup>8</sup> y normales en una red optimizada. Para el efecto, deberá presentar toda la documentación de soporte de los últimos 5 años y los estudios que sustenten la definición de las frecuencias eficientes.
- c. Deberán calcularse como mínimo los siguientes costos unitarios de Operación y Mantenimiento para cada tipo de instalación:
  - i. Líneas de MT (US\$/km)
  - ii. Aparatos de maniobra y protección, capacitores y reguladores de tensión de MT (US\$/unidad)
  - iii. Centros de transformación MT/BT (US\$/centro)
  - iv. Líneas de BT (US\$/km)
  - v. Aparatos de maniobra y protección de BT (US\$/unidad)
  - vi. Acometidas y equipos de medición (US\$/usuario)

<sup>8</sup>La elección de las tasas de fallas eficientes deberá provenir de un análisis donde se comparen los valores reconocidos por otros reguladores, así como los datos que publiquen instituciones internacionales como la IEEE o ANSI



Comisión Nacional de Energía Eléctrica -  
Guatemala  
Secretaría General

Los costos de operación y mantenimiento se asignarán a cada uno de estos ítems de acuerdo con sus requerimientos.

d. Se determinará la estructura, insumos, materiales, herramientas especiales y vehículos para la realización de las actividades de operación y mantenimiento de una empresa modelo eficiente, para el efecto deberá determinarse detalladamente los costos necesarios para la misma, tomando en cuenta como mínimo los siguientes:

- i. *Personal*: Deberá responder a una estructura de una empresa eficiente, como punto de partida para establecer la empresa eficiente se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo con los principios de la empresa eficiente.
- ii. *Materiales y repuestos*: Deberán adoptarse los valores de referencia eficientes (Etapa B), adicionalmente deberá sustentarse fehacientemente las cantidades en base a las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, de requerir cantidades distintas, estas deberán justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo con los principios de la empresa eficiente. Los materiales que correspondan a reposición de los activos deberán indicarse, pero no incluirse dentro de la totalización de costos de operación y mantenimiento ya que la reposición está contenida dentro del cálculo del FRC. Para la presentación de los recursos necesarios para la actividad deberá completarse la tabla contenida en el Apéndice 4 de estos Términos de Referencia.
- iii. *Herramientas especiales*: Los costos de herramientas están considerado dentro de la mano de obra de acuerdo con lo establecido en la etapa B, de requerirse herramientas especiales necesarias y con las que cuenta la Distribuidora estas deberán sustentarse y justificarse fehacientemente para lo cual se determinarán con base a la anualidad de la inversión, la TAI y una vida acorde a las características de estas. Las cantidades necesarias de estas herramientas y sus costos deberán ser soportadas con los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, para el efecto deberá presentar la documentación contable que corresponda. Adicionalmente deberá hacer un análisis comparativo de tercerización y arrendamiento de estas herramientas.
- iv. *Vehículos, asignando tiempos medios de uso y distancias medias a recorrer*: Para la determinación de sus costos se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B de los presentes TdR. Para definir los tiempos medios y distancias a recorrer deberán ser sustentados fehacientemente con las estadísticas de la Distribuidora de

- los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia. Se considera necesario agregar historial GPS de los vehículos de la Distribuidora.
- e. Deberá hacer un análisis para la determinación de los costos eficientes de operación y mantenimiento realizándolo, tanto con personal propio o tercerizando total o parcialmente de las distintas actividades, en caso de existir diferencias en la forma de contratación de las actividades respecto a la forma en que lo hace en la actualidad la Distribuidora, deberá razonar el utilizar criterios distintos. Para los servicios contratados a terceros deberán seguirse los lineamientos establecidos en la etapa B, siempre y cuando a criterio de la CNEE los mismos sean competitivos en relación con los valores de mercado.
  - f. Los costos antes mencionados deberán descomponerse en 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.
  - g. 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.
  - h. Remitir una base de datos histórica de las actividades de operación y mantenimiento incluyendo sus costos de los últimos cinco (5) años, debidamente sustentada, para el efecto deberá utilizar como base el formato establecido en la resolución CNEE-50-2011.
  - i. Realizar un comparativo de todas las actividades de operación y mantenimiento del año base, entre las actividades propuestas contra las reales; en caso de que las actividades propuestas sean mayores a las efectivamente ejecutadas por la Distribuidora, se debe justificar la necesidad de realizar dichas actividades extras.
  - j. Finalmente deberá presentar un cuadro resumen de todas las actividades de operación y mantenimiento, con el costo asociado que propone realizar en el año base, y para cada uno de los años del Próximo Período Tarifario, desagregándolo en mantenimiento preventivo, correctivo y por circuito.

## 6.4 COSTOS DIRECTOS DE COMERCIALIZACIÓN

### 6.4.1 MARCO DE REFERENCIA

Las actividades de Comercialización tienen un marco de referencia constituido por las mejores prácticas y las normas sobre Calidad del Servicio Comercial. La Distribuidora deberá brindar a sus usuarios una atención comercial de calidad y satisfactoria para el usuario, en cumplimiento a lo establecido en las NTSD, en ese sentido deberá:

- a) Informar al usuario en su relación con el Distribuidor y la prestación del servicio, por lo que la Distribuidora deberá mantener una comunicación permanente e informativa al usuario respecto de: i. derechos y

- obligaciones de ambas partes. **ii.** Servicios prestados por la Distribuidora **iii.** Consejos de beneficio para el usuario. **iv.** Actividades desarrolladas por la Distribuidora y otros entes en pro de mejoras para la prestación del servicio al usuario. **v.** Información que la CNEE requiera a la Distribuidora que informe a sus usuarios. Para el efecto, deberá utilizar los medios de comunicación adecuados para la población que atiende (radios locales, prensa impresa, televisión, medios digitales, redes sociales, etc.).
- b) Asesorar al usuario en los aspectos técnico-comerciales del suministro, mejores tarifas a aplicar, eficiencia energética, etc.
  - c) Acondicionar las agencias comerciales y de atención al usuario a manera de: **i.** Prestar un servicio de calidad y a entera satisfacción del usuario. **ii.** Reducir los tiempos de espera para atención al usuario. **iii.** Favorecer las consultas y reclamos a través de medios en línea (página web y aplicaciones para teléfonos inteligentes), medios telefónicos mediante líneas gratuitas. Todos estos sistemas de comunicación deberán ser registrados en un sistema que permita su fiscalización por parte de la CNEE. **iv.** Implementar los sistemas informáticos de gestión de reclamos y denuncias que establezca el regulador.
  - d) Satisfacer rápidamente las solicitudes, consultas y reclamos que presenten los usuarios.
  - e) Emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales. En las facturas se deberá incluir en el reverso información importante que la CNEE requiera.

Para la determinación de los recursos e instalaciones necesarias para el establecimiento de los costos eficientes de comercialización, se partirá de la empresa real y se determinarán las adiciones de recursos e instalaciones necesarias para alcanzar el objetivo de la empresa eficiente de referencia.

Las inversiones adicionales que se incluyan a los costos de comercialización, derivados de lo antes indicado y de los requerimientos que establezca la CNEE serán reconocidos como parte de los proyectos de inversión establecidos en el numeral 4.7., por lo que deberá incluirse todo lo solicitado en el referido numeral para su reconocimiento dentro de la tarifa.

#### **6.4.2 COMPONENTES**

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

- a. Lectura de medidores y procesamiento de valores
- b. Emisión de facturas
- c. Distribución y entrega de facturas
- d. Distribución y entrega de documentos varios
- e. Cobranzas
- f. Control de medidores
- g. Atención Comercial
- h. Otros

### 6.4.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

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

- a. Se adoptará un horizonte de un año (año base)
- b. Se calculará la magnitud de cada componente por usuario de MT y de BT
- c. Se determinará la estructura, insumos, materiales, equipos y vehículos para la realización de las actividades de comercialización de una empresa modelo eficiente, debiendo determinarse detalladamente los costos necesarios para la misma, como mínimo los siguientes:
  - i. *Personal*: Deberá responder a una estructura de una empresa eficiente, como punto de partida para establecer la empresa eficiente se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo con los principios de la empresa eficiente.
  - ii. *Insumos*: deberán ser sustentados en base a los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, presentando para el efecto la documentación contable correspondiente.
  - iii. *Instrumentos y equipos*: Los costos se determinarán con base a la anualidad de la inversión, la TAI y una vida acorde a las características de los equipos. Las cantidades necesarias de equipos y los costos deberán ser soportados con los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, para el efecto deberá presentar la documentación contable que corresponda. Adicionalmente deberá hacer un análisis comparativo de tercerización y arrendamiento de equipos.
  - iv. *Vehículos, asignando tiempos medios de uso y distancias medias a recorrer*: Para la determinación de sus costos se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B de los presentes TdR. Para definir los tiempos medios y distancias a recorrer deberán ser sustentados fehacientemente con las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, mediante los informes de GPS de dichos vehículos, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia.
- d. Deberá hacer un análisis para la determinación de los costos eficientes de comercialización realizándolo, tanto con personal propio o tercerizando total o parcialmente de las distintas actividades, en caso de existir diferencias en la forma de contratación de las actividades respecto a la forma en que lo hace en la actualidad la Distribuidora, deberá razonar el utilizar criterios distintos. Para los servicios contratados a terceros deberán seguirse los lineamientos establecidos en la etapa B, siempre y cuando a criterio de la CNEE los mismos sean competitivos en relación con los valores de mercado.

- e. Los costos antes mencionados deberán descomponerse en 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.
- f. 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.
- g. Deberá presentarse el detalle de todas las actividades y costos de comercialización de los últimos 5 años, tanto propias como tercerizadas, incluyendo las frecuencias anuales de las diversas actividades comerciales. Para poder sustentar los costos y criterios asumidos deberán presentar los documentos de soporte de los costos antes indicados (facturas, órdenes de compra, contratos).
- h. Realizar un comparativo de todas las actividades de comercialización del año base, entre las actividades propuestas contra las reales; en caso que las actividades propuestas sean mayores a las efectivamente ejecutadas por la Distribuidora, se debe justificar la necesidad de realizar dichas actividades extras.
- i. Finalmente deberá presentar un cuadro resumen de todas las actividades de comercialización, con su costo asociado y número de actividades que propone realizar en el año base, y en cada uno de los años del Próximo Período Tarifario desagregándolo por agencia comercial.

## 6.5 COSTOS INDIRECTOS

### 6.5.1 MARCO DE REFERENCIA

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

### 6.5.2 COMPONENTES

El Distribuidor deberá ser considerado como una unidad para asignarle costos indirectos, contemplando para el caso, los siguientes componentes de la estructura empresarial:

- a. Dirección, Estrategia y Control:
  - i. Dirección
  - ii. Gerencia General
  - iii. Auditorías Interna y Externa
  - iv. Asesoría Legal
  - v. Relaciones Institucionales
- b. Administración y Finanzas:
  - i. Administración
  - ii. Finanzas
  - iii. Contabilidad

- iv. Control y Gestión
- v. Compras
- vi. Procedimientos y Control
- vii. Sistemas Informáticos
- c. Planificación e Ingeniería:
  - i. Planificación de inversiones, con proyecto a cargo de terceros
  - ii. Control de calidad de las inversiones, con inspección a cargo de terceros
- d. Distribución, a cargo del planeamiento, supervisión y control de la operación y el mantenimiento de las redes
- e. Comercial, a cargo de la supervisión y control de la atención a usuarios y de las pérdidas no técnicas
- f. Oficinas Regionales, a cargo de las funciones de operación y mantenimiento y comerciales en su área de influencia
- g. Sanciones por incumplimiento de la Calidad del Servicio Técnico (sólo por interrupciones)
- h. Otros componentes debidamente justificados para el dimensionamiento de la estructura empresarial

### 6.5.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

#### 6.5.3.1 COSTOS DE LA ESTRUCTURA EMPRESARIAL

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

Deberán discriminarse como mínimo los siguientes costos:

- a. Remuneraciones
- b. Transporte
- c. Sistemas informáticos (hardware y software)
- d. Comunicaciones
- e. Auditoría externa
- f. Consultoría
- g. Alquiler de inmuebles
- h. Seguros
- i. Varios (insumos y mantenimiento de oficinas y sus equipos, limpieza, seguridad, mensajería, servicios de agua y electricidad).

Para cada uno de los componentes de los costos indirectos se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a. Se adoptará un horizonte de un año (año base).

- b. Se deberá proponer la asignación de los costos indirectos entre los usuarios de MT y de BT.
- c. Se determinará la estructura, insumos, materiales, equipos, instalaciones, vehículos, etc. Para la determinación de los costos indirectos deberá basarse en costos de una empresa eficiente, para el efecto deberá detallar cada uno de estos, así como los requerimientos de personal, instalaciones, insumos, vehículos y otros, así como sus respectivos costos. Para la determinación de estos deberá atenderse como mínimo lo siguiente:
  - i. *Personal*: Deberá responder a una estructura de una empresa eficiente, como punto de partida para establecer la empresa eficiente se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo con los principios de la empresa eficiente.
  - ii. *Insumos*: deberán ser sustentados en base a los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, presentando para el efecto la documentación contable correspondiente.
  - iii. *Equipos*: Los costos se determinarán con base a la anualidad de la inversión, la TAI y una vida acorde a las características de los equipos. Las cantidades necesarias de equipos y los costos deberán ser soportados con los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, para el efecto deberá presentar la documentación contable que corresponda. Adicionalmente deberá hacer un análisis comparativo de tercerización y arrendamiento de equipos.
  - iv. *Vehículos y sus costos adicionales*: Para la determinación de sus costos se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B de los presentes TdR. Para definir los costos adicionales éstos deberán ser sustentados fehacientemente con las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia.
  - v. *Instalaciones*: Una vez diseñada la estructura empresarial eficiente, se deberá indicar un costo de alquiler de mercado o lo que resulte más eficiente de cada uno de los inmuebles necesarios, considerando las diferencias regionales que existan. No se reconocerán costos relacionados con inmuebles no afectados directamente al servicio (centros de entretenimiento o descanso, estacionamientos fuera de los edificios, auditorios, centros de capacitación, etc), aunque formen parte del activo del Distribuidor. Para el efecto deberá presentar los costos reales de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, así como un análisis de costos de propiedad o alquiler de inmuebles.
- d. Deberá hacer un análisis para la determinación de los costos indirectos eficientes. Para el efecto, deberá analizarse actividades que puedan ser

- tercerizadas. Para los servicios contratados a terceros deberán seguirse los lineamientos establecidos en la etapa B.
- e. Los gastos de honorarios por consultoría y capacitación deberán responder a un plan estratégico con el detalle suficiente para sustentarlo. Únicamente se reconocerán los gastos por consultoría en los estudios de Caracterización de Carga y EVAD y aquellos servicios de consultoría y capacitación, debidamente justificados que permitan a la empresa mantenerse actualizada a los requerimientos del avance tecnológico propios de su funcionamiento.
  - f. Los costos y la frecuencia de las actualizaciones de software de gestión deberán corresponder a valores de mercado y las recomendaciones del fabricante, y adecuados al tamaño de la empresa del Distribuidor.

Los componentes de costo que sean compartidos para la administración de empresas asociadas o subsidiarias no reguladas del Distribuidor deberán asignarse exclusivamente en la proporción que corresponda a la actividad regulada de la Distribuidora. Es decir, en ningún caso podrá cargarse costos a la Distribuidora de actividades no reguladas que la Distribuidora realice por cuenta aparte.

La Distribuidora deberá presentar la estructura empresarial para el año base, desagregando los diferentes costos de personal, insumos, instalaciones, vehículos, etc., para cada uno de los componentes de la estructura empresarial, detallando sus costos. Además, deberá realizar un comparativo detallado de los costos de la estructura empresarial para el año base propuesto y los costos reales del mismo año, justificando y razonando para cada uno de estos sus diferencias.

### 6.5.3.2 OTROS

Se deberán considerar los siguientes temas con sus respectivos criterios:

- a. *Incobrables: Para el análisis de este rubro, la Distribuidora remitirá la información histórica correspondiente a los incobrables que haya presentado su operación, para el año de referencia y un periodo correspondiente a 4 años anteriores a dicho año. Se entenderá por este concepto aquellos montos facturados que no han podido ser recuperados luego del corte de suministro y la liquidación de la deuda y la garantía del usuario.*

*Para el análisis de la información, la Distribuidora remitirá los datos de las bases de facturación correspondientes a dichos usuarios, así como los Balances Generales correspondientes a los periodos reportados.*

*El monto anual por concepto total de incobrables será propuesto por la Distribuidora, como un porcentaje (%) del total anual de la facturación del servicio eléctrico para el año de referencia, el planteamiento de la Distribuidora deberá ser integral para la atención de esta condición, pudiendo considerar programas para la reducción de la morosidad, la Comisión analizará la propuesta de la Distribuidora de manera integral y determinará el porcentaje que será aplicado y las actividades para reducción de morosidad que serán reconocidas.*

- b. *Costo de Mantenimiento del Fondo de Maniobra o Capital de Trabajo: El Fondo de Maniobra o Capital de Trabajo se define como los fondos líquidos con que debe contar la empresa para el giro ordinario del negocio y cubrir el desfase temporal entre los egresos de efectivo que realiza la empresa y los ingresos que percibe. Para su evaluación y análisis, la Distribuidora podrá informar a la CNEE con el respaldo de memorias de cálculo y la documentación necesaria si existiese algún monto sobre el cual se debe calcular un costo proyectado para el próximo quinquenio.*
- c. *Sanciones razonables a reconocer: en principio la Distribuidora debe diseñar una red óptima que cumpla con todos los niveles de calidad, en este sentido no deberán reconocerse multas. Por otro lado, si la Distribuidora demuestra fehacientemente que técnica y económicamente es inviable alcanzar los niveles de calidad establecidos en las NTSD, deberá determinar con cálculos específicos los índices que no se podrán cumplir con los niveles requeridos y determinar la sanción correspondiente. A este análisis, deberá incluir un informe detallado de las sanciones efectivamente pagadas en los últimos 10 años incluyendo como mínimo fecha de pago, comprobante de pago, índice trasgredido y monto pagado. Basado en dicho informe, la CNEE analizará y determinará las sanciones razonables a reconocer.*

### 6.5.3.3 ASIGNACIÓN

- a. Los Costos Indirectos deberán expresarse globalmente para la Fecha de Referencia y discriminarse entre las 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.
- b. 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.

### 6.5.4 OTROS INGRESOS RESULTADO DEL USO DE INSTALACIONES Y RECURSOS RECONOCIDOS EN EL VAD

Se restará de los Costos de explotación los ingresos o beneficios que el Distribuidor obtenga por el alquiler de los soportes de líneas para: **i.** instalaciones de alumbrado público. **ii.** Decoraciones. **iii.** Cámaras. **iv.** Empresas de cable. **v.** Telecomunicaciones. **vi.** Publicidad. **vii.** Otros. Asimismo, deberá incluir un porcentaje de reducción de los costos de explotación relacionados con el uso compartido del personal e instalaciones de la Distribuidora para atender otras actividades distintas a las actividades reguladas de la Distribuidora, por ejemplo: **i.** Actividades compartidas con empresas de transmisión. **ii.** Comercialización de energía. **iii.** Otras distribuidoras.

Resolución CNEE-199-2025

Página 80 de 104

iv. Construcción y mantenimiento de instalaciones eléctricas. v. Venta de materiales eléctricos. vi. Financiera. vii. Servicio de operación y mantenimiento de alumbrado público. viii. Otros. Así como alquiler de instalaciones equipos, vehículos y otros activos.

Para el efecto deberá presentar un informe pormenorizado de estos ingresos y los porcentajes de uso del personal y las instalaciones de la Distribuidora.

## 6.6 PROYECCIÓN DE COSTOS PARA EL PRÓXIMO PERÍODO TARIFARIO

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

La proyección de los costos directos de operación y mantenimiento se realizará considerando que los costos indirectos se mantienen invariantes durante el Próximo Período Tarifario 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 calculados en la etapa A.

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

## 6.7 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA E

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a. Resumen de los costos de explotación:
  - i. Costos Directos de operación y mantenimiento
  - ii. Costos Directos de comercialización.
  - iii. Costos Indirectos.
- b. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.
- c. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Comercialización, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.
- d. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Indirectos, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.
- e. Incluir el detalle con la validación de los indicadores establecidos en las NTSD para la Empresa Eficiente reconocida en cada uno de los años del Próximo Período Tarifario.

- f. Proyección de los costos directos (Operación y Mantenimiento, y de Comercialización), para los años del Próximo Período Tarifario, atendiendo el crecimiento de los usuarios (de la etapa A) y las inversiones en expansión para dicho período; a valores eficientes del año base.

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

### **7.1 OBJETO**

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

Adicional, el Consultor en congruencia con la metodología que se describe en estos TDR, deberá considerar todos aquellos aspectos que sean necesarios para que esta Comisión pueda desarrollar:

- a. El cuadro tarifario utilizando las estructuras tarifarias vigentes
- b. Un cuadro tarifario considerando la asignación de costos por bloque horario para los costos de distribución
- c. Estructuras tarifarias para las siguientes posibles categorías de usuarios, de acuerdo con los criterios que la CNEE determine:
  - i. Tarifa Usuarios Autoprodutores
  - ii. Tarifa para Usuarios de Redes Inteligentes
  - iii. Tarifa para Usuarios Prepago
  - iv. Tarifa para estaciones de recarga de vehículos eléctricos de acceso público. Esta tarifa no deberá incluir los costos asociados a la inversión, costo de instalación y sistemas de gestión de las estaciones de recarga.

  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica -  
Secretaría General



## 7.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

### 7.2.1 CARGO DE CONSUMIDOR (CF): CORRESPONDIENTE A LOS COSTOS ASOCIADOS AL USUARIO (ART. 72 INCISO A) DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD)

El CF depende de cada tipo de usuario, independientemente de su demanda y corresponde a los costos asociados al Usuario (artículo 72, inciso a) de la Ley General de Electricidad), estos comprenden: supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad. Los cuales se establecerán de los siguientes costos:

- Costos de Comercialización que correspondan a los determinados en el Informe de Etapa E,
- Porcentaje de Costos Indirectos determinados en el Informe de Etapa E asignables a los costos asociados al usuario (artículo 72, inciso a) de la Ley General de Electricidad.
- La Distribuidora deberá realizar un análisis de la inclusión de los costos de la medición que correspondan y deberá verificar que la inclusión de estos costos de medición en esta Etapa no sean incluidos en el CDMT o CDBT.

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

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

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

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

**CFBT**  
**CCBT<sub>t</sub>:**  
**USUBT<sub>t</sub>**

Cargo por Consumidor a nivel de Baja Tensión.  
Costos de Comercialización Anuales a nivel de Baja Tensión.  
Proyección del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria para el año t, en el nivel de Baja Tensión.

**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<sub>t</sub>** Costos de Comercialización Anuales a nivel de Media Tensión.  
**USUMT<sub>t</sub>** 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.

La Distribuidora podrá proponer la determinación de cargos fijos para las diferentes categorías tarifarias, así como los costos asociados a estas categorías de usuarios, aplicando para el efecto la metodología antes indicada. Verificando que recuperación por estos cargos corresponde exactamente a los costos asociados al usuario.

## 7.2.2 COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD (CCVAD) CORRESPONDIENTE A LOS COSTOS DE CAPITAL, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ASOCIADOS A LA DISTRIBUCIÓN CDMT-CDBT (ART. 72 INCISO C DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y ART. 91 DEL REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD).

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

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

Los costos deberán calcularse en forma anual como agregados de los costos anuales antes indicados, 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 componentes de costo del VAD(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 la potencia en la entrada en la red de media tensión establecido en la etapa D y la potencia máxima de los Generadores Distribuidos (actuales y futuros) que modifiquen el sentido del flujo preponderante, exceptuando los Generadores Distribuidos Renovables establecidos de acuerdo con la NTGDR (Resolución CNEE-227-2014), lo antes indicado corresponde a **OUTPUTMT<sub>t</sub>**.

Para efectuar el cálculo del Cargo por Distribución en el Nivel de Media Tensión (CDMT) es necesario en primer lugar, calcular los gastos de explotación OPEXMT<sub>t</sub> (Directos e Indirectos asignados para cada año) en el nivel de Media Tensión para cada año en el Próximo Período Tarifario. En este sentido es necesario tomar en cuenta que los gastos indirectos permanecerán constantes durante el Próximo Período Tarifario.

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 y renta sobre el patrimonio neto, más la correspondiente alícuota del impuesto a la renta (ganancias, beneficios) neta del escudo fiscal provisto por la amortización. La formulación para calcular el FRC adoptado por la CNEE se detalla en el punto 4.10.

El FRC es multiplicado por el Valor Nuevo Reemplazo del año cero (que resulta de sumar al VNR del año base, los CAPEXMT<sup>expansión</sup> correspondientes al año 2025 y los meses de enero a agosto 2026). Adicionalmente, se multiplica el FRC por el promedio de los CAPEXMT<sup>expansión</sup> 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 máxima de Media Tensión de la Distribuidora. El resultado es la anualidad del CDMT, el cuál es dividido posteriormente dentro del número de meses para encontrar el valor mensual de ingresos por CDMT que tendrá la Distribuidora.

Para esto, se debe aplicar la siguiente expresión:

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



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Secretario General

Donde:

- CDMT** Componente de Costos del VAD en el nivel de Media Tensión.
- OPEXMT<sub>t</sub>:** 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 4.11 del presente documento). Para poder incluirse en este concepto dicho VNR debió descontarse previo del VNRMT<sub>0</sub>.
- FRC:** Factor de Recuperación del Capital, calculado según el punto 4.10 de este documento, en función de la TAI -aprobada por la CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos, de acuerdo con las definiciones dadas en el punto 4.4.1 del presente documento.
- VNRMT<sub>0</sub>** Valor Nuevo de Reemplazo MT del año 0 del período tarifario, que resulta de sumar al VNR del año base, los CAPEXMT<sup>expansión</sup> correspondientes al año 2025 y los meses de enero a agosto 2026. El VNRMT<sub>0</sub> deberá cubrir la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el Próximo Período Tarifario (2026-2031).
- CAPEXMT<sub>t</sub><sup>expansión</sup>:** Costo total de las inversiones de expansión horizontal que entran en servicio en el año  $t$ , en el nivel de Media Tensión.
- OUTPUTMT<sub>t</sub>** 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. La cual corresponderá a las proyecciones que se realicen a la potencia de entrada de la red de media tensión, de acuerdo con lo establecido en la etapa D. A esta proyección se adicionará la potencia máxima de los Generadores Distribuidos (actuales y futuros), exceptuando los Generadores Distribuidos Renovables establecidos de acuerdo con la NTGDR (Resolución CNEE-227-2014) cuya inyección de potencia y energía determine el flujo preponderante.
- 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 la potencia en la entrada en la red de los centros de transformación establecido en la etapa D, lo antes indicado corresponde a OUTPUTBT<sub>t</sub>. Para esto, se debe aplicar la siguiente expresión:

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

Dónde:

- CDBT** Componente de Costos del VAD en el nivel de Baja Tensión.
- OPEXBT<sub>t</sub>:** 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 4.11 del presente documento). Para poder incluirse en este concepto dicho VNR debió descontarse previo del VNRBT<sub>0</sub>.
- FRC:** Factor de Recuperación del Capital, calculado según el punto 4.10 de este documento, en función de la TAI aprobada por la CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos, de acuerdo con las definiciones dadas en el punto 4.4.1 del presente documento.
- VNRBT<sub>0</sub>** Valor Nuevo de Reemplazo de BT del año 0 del período tarifario, que resulta de sumar al VNR del año base, los CAPEXBT<sup>expansión</sup> correspondientes al año 2025 y los meses de enero a agosto 2026. El VNRBT<sub>0</sub> deberá cubrir la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el Próximo Período Tarifario (2026-2031).
- CAPEXBT<sub>t</sub><sup>expansión</sup>:** Costo total de las inversiones de expansión horizontal que entran en servicio en el año t, en el nivel de Baja Tensión.
- OUTPUTBT<sub>t</sub>:** 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. La cual corresponderá a las proyecciones que se realicen a la potencia de entrada de los centros de transformación de acuerdo con lo establecido en la etapa D.
- n** Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe de considerarse el período de aplicación tarifaria.

La Distribuidora podrá proponer factores de asignación de los cargos de distribución de baja y media tensión, para la repartición de los costos de distribución entre punta, fuera de punta o las bandas horarias que se establezcan para la definición de los cuadros tarifarios.

### 7.2.3 PÉRDIDAS MEDIAS DE DISTRIBUCIÓN (ART. 72 INCISO B) DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD)

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

### 7.3 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA F

Este Informe deberá contener como mínimo la 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.

## 8 ETAPA G – ESTUDIO TARIFARIO

### 8.1 OBJETO

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

### 8.2 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA G (G.1)

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

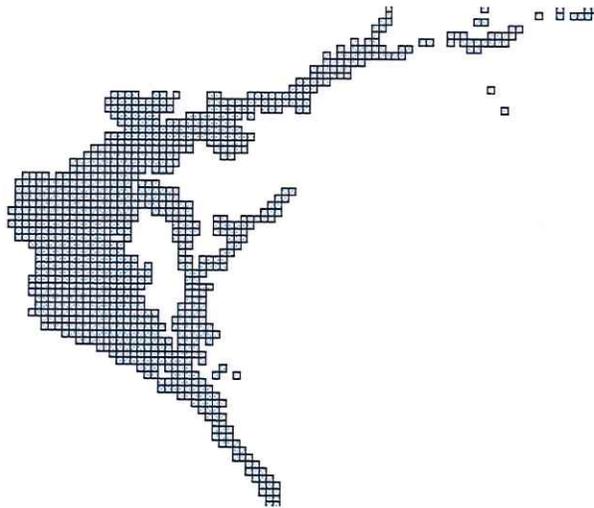
- a. La totalidad de los Informes de Etapa (desde la A a la F), con la inclusión de las observaciones realizadas por la CNEE a lo largo del desarrollo del Estudio y toda la información de respaldo actualizada.
- b. Adicionalmente el Consultor deberá presentar una propuesta con todas las memorias de cálculo que puedan ser replicables por la CNEE, para determinar el cargo por Corte y Reconexión, debiendo seguir la misma metodología establecida en los presentes Términos de Referencia.

**APÉNDICES:** Se agrega como apéndices a la presente Resolución lo siguiente: 1. Ejemplo de la Elaboración del Mapa de Densidades de Carga; 2. Formato para Presentar las UUCC; 3. Formato para presentar Información del Resto de Red; 4. Formato para Presentar Información de las actividades de operación y mantenimiento; 5. Información a Presentar cuando se realice optimización del 100% de la red. 6. Formato para presentar la información de la red óptima propuesta y la red real.

## APÉNDICE 1 – EJEMPLO DE 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 km<sup>2</sup>). Se eliminan las cuadrículas con densidad nula.

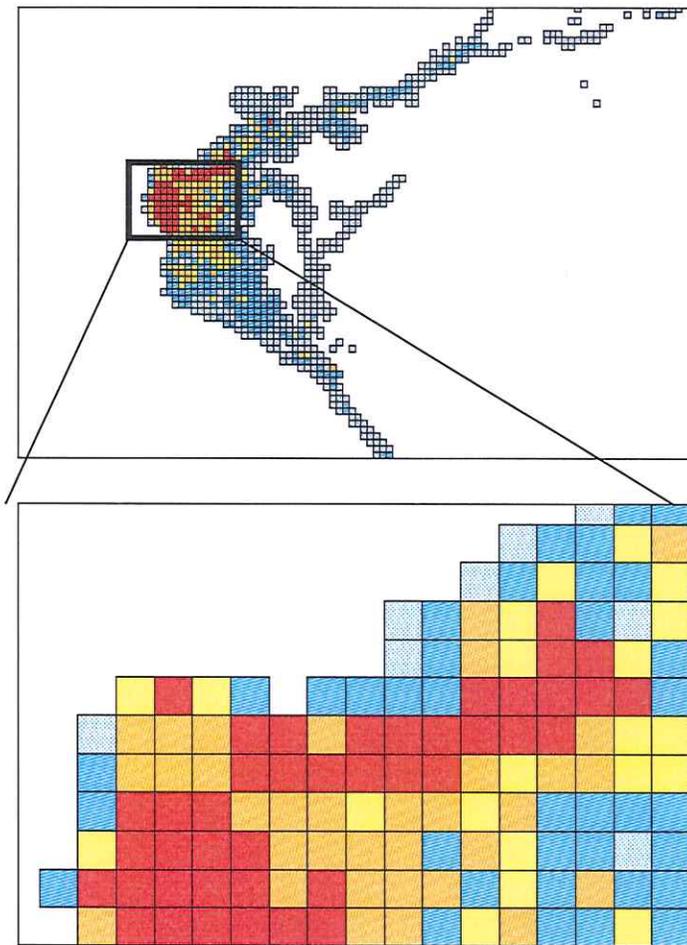
$$\text{Densidad} = (\text{suma de demandas de suministros}) / (\text{área de la cuadrícula})$$

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

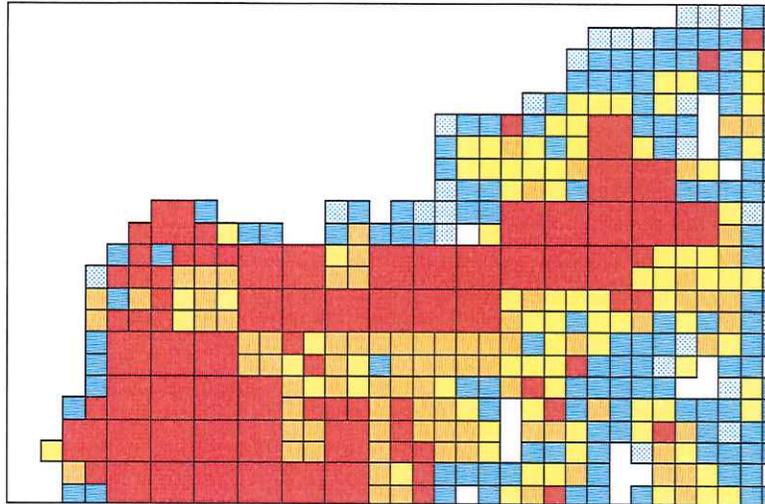
Tabla de Rangos de Densidades (siendo A, B, C, D y E los límites)

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

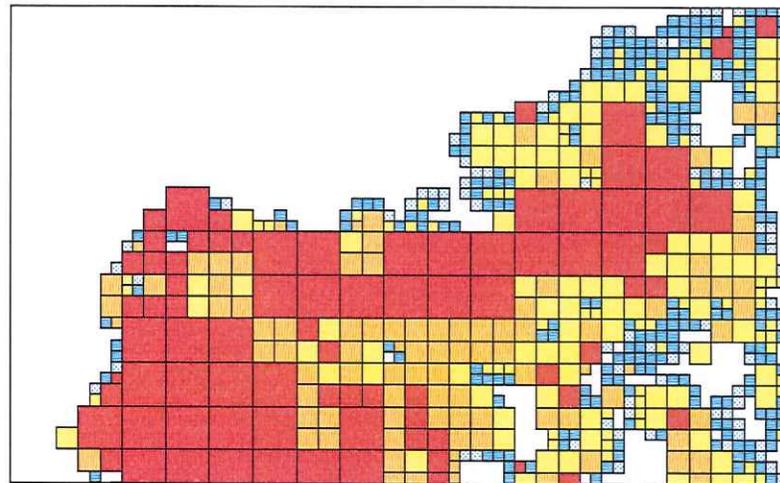
4) Se grafican los resultados obtenidos:



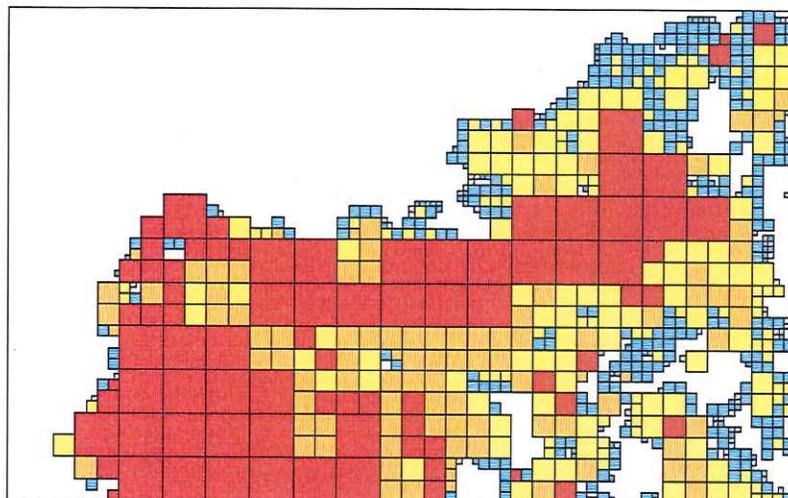
- 5) Se mantienen las cuadrículas de "Muy Alta Densidad" con 400 m de lado y se dividen las restantes entre 4, generándose cuadrículas de 200 m de lado.
- 6) Se vuelve a calcular la densidad de demanda en cada cuadrícula de 200 m de lado (0,04 km<sup>2</sup>), eliminando las que resultan con densidad 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.



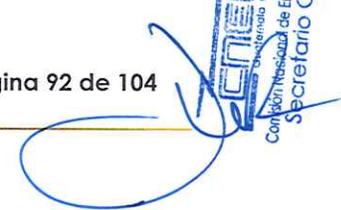
- 8) Se mantienen las cuadrículas de "Muy Alta Densidad" y de "Alta Densidad" con 400 y 200 m de lado y se dividen las restantes entre 4, generándose cuadrículas de 100 m de lado.
- 9) Se vuelve a calcular la densidad de demanda en cada cuadrícula de 100 m de lado (0,01 km<sup>2</sup>), eliminando las 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 km<sup>2</sup>), 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  
Secretario General

## APÉNDICE 2-EJEMPLO DE FORMATO PARA PRESENTAR LAS UUCC

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

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

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

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



Centro de Transformación	Nombre del Circuito Media Tensión (Nombre asignado de acuerdo con la Resolución CNEE-50-2011) <sup>9</sup>			
	Cantidad	kVA Total	Carga Real (kW)	Factor de Uso
1x5				
1x10				
1x15				
1x25				
1x50				
1xn				
2x5				
2x10				
2x15				
2xn				
3x10				
3x15				
3x25				
3x37.5				
3x50				
3xn				

<sup>9</sup> Esta tabla debe presentarse por cada Circuito de Media Tensión.

Resolución CNEE-199-2025

Página 97 de 104



ID del Circuito de MT (Nombre asignado de MT de acuerdo con la Resolución CNEE-50- 2011)	Acometidas (BT)				Medidores							
	Cantidad total	Longitud Promedio	Usuarios Totales	Usuarios promedio por acometida	Usuario MT	Usuarios BT	Medidores 120V	Medidores 240V	Medidores 208V	Medidores 120/240V	Medidores 240/480V	Medidores 13.8 kV
	km	m	número	número	número	número	número	número	número	número	número	número

## APÉNDICE 4

Actividad	Unidad Métrica de actividad	Razón de Actividad	Costo de Mano de Obra (\$USD)	Costo de Materiales (\$USD)	Costo de Transporte (\$USD)	Costo
Cambio de aisladores	# de Aisladores	Preventivo/ Correctivo				

## APÉNDICE 5

	Densidad	MAD	AD1	AD2	MD	BD1	BD2
	<b>Ratio</b>						
Área	Km2						
<b>RED MT</b>							
Monofásica_MT_U (por tipo de calibre)	km/km2						
Bifásica_MT_U (por tipo de calibre)	km/km2						
Trifásica_MT_U (por tipo de calibre)	km/km2						
<b>CENTRO MTBT</b>	<b>Ratio</b>	<b>MAD</b>	<b>AD1</b>	<b>AD2</b>	<b>MD</b>	<b>BD1</b>	<b>BD2</b>
Área	Km2						
1x5	#/km2						
1x10	#/km2						
1x15	#/km2						
1x ...etc.	#/km2						
<b>RED BT</b>	<b>Ratio</b>	<b>MAD</b>	<b>AD1</b>	<b>AD2</b>	<b>MD</b>	<b>BD1</b>	<b>BD2</b>
Área	Km2						
Monofásica_BT_U (por tipo de calibre)	km/km2						
Bifásica_BT_U (por tipo de calibre)	km/km2						
Trifásica_BT_U (por tipo de calibre)	km/km2						
<b>Equipos</b>	<b>Ratio</b>	<b>MAD</b>	<b>AD1</b>	<b>AD2</b>	<b>MD</b>	<b>BD1</b>	<b>BD2</b>
Base seccionador fusible	#/km2						
Recloser en sf-6	#/km2						
Seccionador 13,2 kv	#/km2						
Equipos de medición	#/km2						
Reguladores de Tensión	#/km2						
<b>Pérdidas</b>	<b>Ratio</b>	<b>MAD</b>	<b>AD1</b>	<b>AD2</b>	<b>MD</b>	<b>BD1</b>	<b>BD2</b>
Pérdidas técnicas en BT	kW/km2						
Pérdidas No técnicas en BT	kW/km2						
Pérdidas técnicas en CTs	kW/km2						

Pérdidas técnicas en MT	kW/km2						
<b>Demandas</b>	<b>Ratio</b>	<b>MAD</b>	<b>AD1</b>	<b>AD2</b>	<b>MD</b>	<b>BD1</b>	<b>BD2</b>
Demanda Máxima en MT	kW/km2						
Demanda Máxima en CTs	kW/km2						
Demanda Máxima en BT	kW/km2						
<b>VNR</b>	<b>Ratio</b>	<b>MAD</b>	<b>AD1</b>	<b>AD2</b>	<b>MD</b>	<b>BD1</b>	<b>BD2</b>
Redes Media Tensión	USD/km2						
Centros de Transformación	USD/km2						
Redes de Baja Tensión	USD/km2						
Acometidas	USD/km2						
Medidodres	USD/km2						

## APÉNDICE 6

RED MT y BT		1φ	2φ	3φ
Tipo de conductor 1 (ASCR 1/0)	km			
Tipo de conductor 2 (ACSR 2)	km			
Tipo de conductor 3 (...n)	km			

Pérdidas de Potencia MT y BT		1φ	2φ	3φ
Tipo de conductor 1 (ASCR 1/0)	kw/km			
Tipo de conductor 2 (ACSR 2)	kw/km			
Tipo de conductor 3 (...n)	kw/km			

Pérdidas de Energía MT y BT		1φ	2φ	3φ
Tipo de conductor 1 (ASCR 1/0)	kwh/km			
Tipo de conductor 2 (ACSR 2)	kwh/km			
Tipo de conductor 3 (...n)	kwh/km			

Equipos		1φ	2φ	3φ
Base seccionador fusible	#/km			
Recloser en sf-6	#/km			
Seccionador 13,2 kv	#/km			
Equipos de medición	#/km			
Reguladores de Tensión	#/km			
Otros				

CENTRO MT/BT		No. Centros (#)	Capacidad Total (kVA)	Pérdidas de potencia (kw)
1x5				
1x10				
1x15				
1x ....n.				

Acomeidas		120 V	240 V	...n V
Tipo de conductor 1 (ACSR dúplex 6)	km			
Tipo de conductor 2 (ACSR tríplex 4)	km			
Tipo de conductor 3 (...n)	km			

Pérdidas de Potencia Acometidas		120 V	240 V	...n V
Tipo de conductor 1 (ACSR dúplex 6)	kw/mts			
Tipo de conductor 2 (ACSR tríplex 4)	kw/mts			
Tipo de conductor 3 (...n)	kw/mts			

## CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las \_\_\_\_\_ horas con \_\_\_\_\_ minutos del día \_\_\_\_\_ de junio de 2025, en **15 calle entre 5ª y 6ª Avenida, Puerto Barrios, Izabal**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-199-2025** de fecha **17 de junio de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE PUERTO BARRIOS, PROPIEDAD DE LA MUNICIPALIDAD DE PUERTO BARRIOS**, por medio de cédula de notificación que entrego a \_\_\_\_\_, quien de enterado:

SI (\_\_\_) – NO (\_\_\_) firma. DOY FE.

f. \_\_\_\_\_

Notificado

f. \_\_\_\_\_

Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5015

Exp. GTTE-25-26

WV



TRANSPORTE, EMPAQUE Y  
ALMACENAJE, S. A.  
TEASA  
NIT: 3037029-9

14 AV. 4-11, ZONA 12, GUATEMALA  
PBX: 2328-3232, 2323-0500

LA RED MAS COMPLETA DE  
DISTRIBUCION DE CORREO Y  
CARGA EN TODA GUATEMALA

VER CONDICIONES DEL  
SERVICIO AL DORSO

GUIA No. 57266400

FORMA DE PAGO

CREDITO

DATOS DEL REMITENTE				DATOS DEL DESTINATARIO			
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA 4 AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIF. PALADIUM NIVEL 12  CIUDAD CAPITAL Tel. 2290-8000				EMPRESA ELECTRICA MUNICIPAL DE PUERTO BARRIOS 15 CALLE ENTRE 5 Y 6 AVENIDA PUERTO BARRIOS			
CODIGO ORIGEN <b>CAP</b>				COBERTURA EXTRA CODIGO DESTINO <b>PTB</b>			
DESCRIPCION DEL ENVIO		No. FACTURA SEGURO	TARIFA	CODIGO DE CREDITO		No. FACTURA ENVIO	
<b>GJ-Proy Resol Dir-5015</b>				<b>GUA-3364</b>			
No. DE PIEZAS	PESO	SEGURO	VALOR DECLARADO	RECIBIDO POR	FECHA	HORA	
<b>1 sobre</b>	<b>X 1</b>			<b>[Signature]</b>	<b>20</b>	<b>06 25</b>	

REMITENTE



00572 66400 6



57266400

DATOS DEL REMITENTE

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA  
4 AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIF. PALADIUM NIVEL 12  
TEL.:2290-8000

DATOS DEL DESTINATARIO

EMPRESA ELECTRICA MUNICIPAL DE PUERTO BARRIOS  
15 CALLE ENTRE 5 Y 6 AVENIDA PUERTO BARRIOS  
TEL.:

No. DE PIEZAS: 1

ESTE DOCUMENTO ES COMPROBANTE  
DE COBRO DE LA MERCADERIA  
ENTREGADA

NOMBRE Kennedy  
QUIEN RECIBE: \_\_\_\_\_  
DPI: 2800997921801  
FECHA: 2025-06-23  
HORA: 08:33

PRUEBA DE ENTREGA