



RESOLUCIÓN CNEE 90-2002
LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad establece que entre otras es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos en materia de su competencia, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios y proteger los derechos de los usuarios.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 76, preceptúa 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. Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica"; el artículo 77 del mismo cuerpo legal dice que: "La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años. . ."

CONSIDERANDO:

Que los artículos 74 de la Ley General de Electricidad y 97 de su reglamento, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la comisión, debiendo ésta elaborar un listado de las firmas consultoras calificadas para realizar los estudios tarifarios y que para la realización de dichos estudios las Distribuidoras deberán contratar con firmas especializadas y precalificadas por la Comisión, de acuerdo a Términos de Referencia que elaborará la misma.

CONSIDERANDO:

El mismo artículo 74, de la Ley General de Electricidad, señala lo siguiente: ". . . Los términos de referencia del o de los estudios del VAD serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios". El 97 del Reglamento de la ley dice que: ". . . La Comisión elaborará un listado de las firmas consultoras calificadas para realizar los estudios tarifarios, y los términos de referencia para su contratación, los cuales se basarán en los conceptos detallados en los artículos 86 al 90, de este Reglamento".

CONSIDERANDO:

Que el artículo 77, de la Ley General de Electricidad, preceptúa que: " La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años, durante la primera quincena de enero del año que corresponda. El Reglamento señalará los plazos para la realización de los estudios, su revisión, formulación de observaciones y



formación de Comisión Pericial. . ." y el 98, del Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece "...Tres meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas cada Distribuidor entregara a la Comisión el Estudio Tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes y las respectivas fórmulas de ajustes, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de un mes aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes.

POR TANTO:

Esta Comisión, con base en lo considerado, leyes citadas y lo que preceptúa el artículo 4, de la Ley General de Electricidad,

RESUELVE:

Aprobar los siguientes:

**TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA
EJECUCION DEL ESTUDIO TARIFARIO DE DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE
OCCIDENTE, S.A.**

A. INFORMACION GENERAL

A.1. Objetivos del Estudio

A.1.1. El presente documento establece los Términos de Referencia que deberá desarrollar la firma Consultora, en adelante LA CONSULTORA, que habiendo sido precalificada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la CNEE, sea contratada por la Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A, en adelante denominada LA DISTRIBUIDORA para efectuar el "Estudio Tarifario" en adelante EL ESTUDIO.

A.1.2. El ESTUDIO tiene por objeto calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución, en adelante el VAD, del sistema de distribución de la DISTRIBUIDORA y calcular el Cuadro Tarifario que será presentado por la DISTRIBUIDORA a la consideración de la CNEE, para el período de fijación tarifaria de 2003 a 2008.

El ESTUDIO comprenderá entre otros conceptos, la determinación de:

- Cargo por consumidor
- Cargo por potencia de punta
- Cargo por potencia fuera de punta
- Pérdidas de energía y potencia
- Estructura de costo de los cargos de consumidor y de potencia.
- Propuesta de Tarifas Base
- Fórmulas de Ajuste Periódico de las Tarifas Base
- Impacto de aplicación de las Tarifas Base propuestas



A.2. Base legal

- A.2.1. Los presentes Términos de Referencia, en adelante los TdR, han sido elaborados por la CNEE en uso de la facultad establecida en el artículo 74 de la Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96), en adelante LA LEY, y establecen el alcance y los procedimientos que debe cumplir la CONSULTORA para la realización del ESTUDIO, las instancias de revisión y aprobación del ESTUDIO por parte de la CNEE, la propiedad del ESTUDIO, y los medios mediante los cuales la DISTRIBUIDORA ejercerá sus derechos.
- A.2.2. Asimismo los TdR han sido elaborados por la CNEE en ejercicio de su atribución legal de definir las tarifas de distribución sujetas a regulación y de definir la metodología para el cálculo de las mismas, conferida en el literal c, del artículo 4 de la Ley, así como también en el desempeño de su potestad para determinar los TdR de los estudios tarifarios que las Empresas Distribuidoras deben encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 98 del Reglamento.
- A.2.3. Estos TdR se soportan principalmente en los artículos 4, 59, 71, 72, 74, 75, 76, 77 y 78 de la LEY, en los artículos 29, 79, 80, 82, 83, 84, 85, 86, 88, 90, 91, 95, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en adelante EL REGLAMENTO y en los artículos 86, 87, 88, 89 y 90 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. En lo referente a la Tarifa Social, se soportan en la Ley de la Tarifa Social establecida mediante el Decreto 96 -2000.
- A.2.4. No obstante la responsabilidad que asume la CONSULTORA en la ejecución del ESTUDIO, la DISTRIBUIDORA es la principal responsable de los resultados y presentación de propuestas ante la CNEE en todos los compromisos derivados de la LEY, el REGLAMENTO y los TdR.

A.3. Período de ejecución y entregas

- A.3.1. De acuerdo a lo estipulado en el Artículo 98 del REGLAMENTO, el ESTUDIO deberá estar culminado y entregado para su análisis y eventual aprobación por parte de la CNEE, el 5 de junio 2003..
- A.3.2. Se indican seguidamente las fechas clave en las que la DISTRIBUIDORA deberá presentar los correspondientes informes de etapa. De presentarse una solicitud con la justificación debida, la CNEE podrá otorgar una prórroga a los plazos de las etapas intermedias.

Para el ESTUDIO correspondiente a la Empresa se deberá respetar el siguiente calendario.

	Fecha de entrega
Informe de etapa de Selección de los SER	15 diciembre 2002
Informe de etapa de Optimización de los SER	15 enero de 2003



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Av. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: cnee@gold.guate.net FAX (502) 366-4202

Informe de etapa de Expansión y Costo de Capital	15 febrero de 2003
Informe de etapa de Costos de Operación y comercialización:	15 marzo de 2003
Informe de etapa de Cálculo del VAD	15 abril de 2003
Informe de etapa de Información de Cálculo	30 abril de 2003
Presentación de la Propuesta Tarifaria preliminar	5 junio de 2003

A.4. Contratación de la CONSULTORA

- A.4.1. La CONSULTORA deberá ser contratada por la DISTRIBUIDORA, a su costo y bajo su estricta responsabilidad, dentro del conjunto de firmas consultoras que resulten precalificadas favorablemente por parte de la CNEE. La CONSULTORA deberá respetar las condiciones establecidas en las bases para la precalificación emitidas por la CNEE y cumplir los compromisos asumidos en su presentación ante esta Comisión en la oportunidad de ser precalificado.
- A.4.2. No existe incompatibilidad para que una misma CONSULTORA efectúe más de uno de los estudios que deben encomendar las Distribuidoras, siempre y cuando se cumpla la condición de que la misma haya sido previamente precalificada favorablemente por la CNEE.
- A.4.3. La contratación de la CONSULTORA debe ser certificada notarialmente ante la CNEE, mediante acta suscrita entre los contratantes, en la cual conste que tanto la DISTRIBUIDORA como la CONSULTORA se comprometen a: (a) aceptar, cumplir y desarrollar los presentes TdR, así como los Términos de Referencia correspondientes al proceso de Precalificación; (b) Proporcionar libre acceso en todo momento a la CNEE o a los miembros del Comité Técnico, en adelante el CT, a toda documentación, antecedente, análisis, debate, discusión, informe o cualquier otra actividad que permita desarrollar las labores de supervisión y análisis del ESTUDIO a lo largo de su elaboración; (c) Entregar al CT, los informes previstos en estos TdR y los que adicionalmente requiera el CT en el momento y con el contenido que considere conveniente a su sólo juicio; (d) Cumplir el cronograma acordado entre los contratantes para la ejecución del ESTUDIO ajustado a lo establecido en los TdR; (e) Designar al Responsable del ESTUDIO por parte de la DISTRIBUIDORA, al Representante Legal de la CONSULTORA, así como teléfonos y direcciones físicas y electrónicas de la CONSULTORA que ejecutará el ESTUDIO y mantener informada a la CNEE de cualquier cambio posterior.

A.5. Propiedad del Estudio

Por razón de su objeto y fines, el ESTUDIO, sus resultados, información de procesamiento y de soporte, pertenecen indistintamente a la DISTRIBUIDORA y a la CNEE, en consecuencia, ambas pueden utilizarlos de manera libre, autónoma, en aquellos usos necesarios para cumplir con los objetivos y alcance de los



trabajos con independencia de la relación contractual existente entre la CONSULTORA y la DISTRIBUIDORA.

.A.6. Informes y Desarrollo del Estudio

- A.6.1. La ejecución del ESTUDIO contempla dos instancias para la presentación. Los informes serán de dos tipos: los informes de avance y los informes de etapa. Los informes de avance deberán presentarse mensualmente detallando el desarrollo alcanzado durante ese período. Los informes de etapa serán presentados en las fechas clave indicadas y contendrán todos los resultados e informes del caso, en unión de la información básica de soporte que le permitan al CT replicar cada uno de los procesos o resultados, sin que para ello requiera o deba valerse de ninguna otra fuente de información, adicional o intermedia.
- A.6.2. En esas ocasiones, la CNEE tiene potestad legal para requerir información adicional y para suspender el conocimiento de todo desarrollo ulterior del ESTUDIO si, a su propio juicio expresado explícita, motivada y razonadamente, éste se estuviese ejecutando con desconocimiento, alejamiento, o incumplimiento de los presentes TdR.
- A.6.3. En el caso de que la CNEE detecte apartamientos de los lineamientos teóricos, metodológicos o procedimentales determinados en los presentes TdR, objetará la continuación del desarrollo del ESTUDIO. Se debe interpretar que los resultados intermedios que se presenten, constituyen una proposición satisfactoria para la DISTRIBUIDORA.
- A.6.4. Cuando los resultados intermedios sean objetados por la CNEE, la CONSULTORA deberá rehacer las labores que sean del caso, a fin de enmendar la objeción según lo que instruya y en el plazo que establezca la CNEE.
- A.6.5. Cuando los resultados intermedios reelaborados por la CONSULTORA, sean rechazados por la DISTRIBUIDORA con un debido fundamento, se dejará constancia clara, concreta y expresa de los montos o valores de los resultados intermedios donde exista discrepancia o desacuerdo. Es sobre estas diferencias intermedias, que constituyan discrepancias formuladas por escrito, sobre las que se pronunciará la Comisión Pericial a que se refiere el artículo 75 de la Ley, en el caso eventual de que, al final del proceso de revisión tarifaria, subsistiesen diferencias entre la CNEE y la DISTRIBUIDORA, que tuviesen que ser conciliadas por parte de la Comisión Pericial anteriormente mencionada.
- A.6.6. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 98 del REGLAMENTO, la DISTRIBUIDORA someterá a consideración de la CNEE el Estudio Tarifario en su versión preliminar para que ésta, en el plazo de un mes, lo apruebe o lo rechace, formulando las observaciones que considere pertinentes. La DISTRIBUIDORA cuenta con quince días para efectuar las correcciones y reenviar el Estudio Tarifario corregido.



- A.6.7. Estos TdR determinan que el Estudio Tarifario que la DISTRIBUIDORA debe enviar a la consideración de la CNEE estará constituido por el conjunto completo de Informes y Resultados aquí establecidos. Si faltase alguno de ellos, el CT así lo comunicará a la DISTRIBUIDORA y, mientras no se reciba la información faltante, la CNEE considerará, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 98 del REGLAMENTO, que el Estudio Tarifario aún no ha sido entregado a consideración de la CNEE. En consecuencia, la entrega parcial de Informes o de Resultados puede considerarse como informativa, pero no determina los plazos a que hace referencia el artículo 98 del REGLAMENTO.
- A.6.8. La CNEE también podrá considerar como no recibido el Estudio Tarifario si, a su propio juicio y previo concepto del CT, los Informes y Planillas mencionados en los anteriores puntos omitiesen los resultados solicitados en los presentes TdR de tal forma que pudiese considerarse que el Estudio Tarifario se encuentra incompleto, o presenta una visión parcial o distorsionada.
- A.6.9. En las fechas indicadas la DISTRIBUIDORA deberá entregar los informes de cada etapa, que detalle las tareas desarrolladas en forma completa y de acuerdo con lo solicitado en los presentes TdR. Se indica seguidamente el alcance del contenido de cada informe de etapa.
- a. El Informe de etapa de Selección de los SER, deberá incluir lo indicado en el punto C. SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS REPRESENTATIVOS
 - b. El Informe de etapa de Optimización de los SER, deberá incluir lo indicado en el punto D. OPTIMIZACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS REPRESENTATIVOS y en el punto E. NUMERARIO Y PRECIOS RECONOCIDOS
 - c. El Informe de etapa de Expansión y Costo de Capital, deberá incluir lo indicado en el punto F. PROCESO DE EXPANSION Y CALCULO DE LA COMPONENTE DE CAPITAL
 - d. El Informe de etapa de Costos de Operación y de Comercialización, deberá incluir lo indicado en el punto G. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO y en el punto H. COSTOS DE COMERCIALIZACION
 - e. El Informe de etapa de Cálculo del VAD, deberá incluir lo indicado en el punto I. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN y en el punto J. BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA
 - f. El Informe de etapa de Información de Cálculo, deberá incluir lo indicado en el punto K. INFORMACION PARA EL CALCULO DEL CUADRO TARIFARIO
 - g. La Presentación de la Propuesta Tarifaria preliminar, deberá incluir lo indicado en el punto L. LA PROPUESTA TARIFARIA
- A.7 Comité Técnico de la CNEE**

- A.7.1 Para participar en las instancias de revisión y supervisión del ESTUDIO y para ejercer las funciones que le sean adscritas, la Comisión ha dispuesto la conformación de un Comité Técnico, el CT, que estará constituido por el Gerente de Tarifas de la CNEE, quien lo presidirá, y por los profesionales o la Firma que la Comisión contrate o designe para apoyarla.
- A.7.2 El Comité Técnico ejercerá las siguientes funciones: (a) Supervisar y dar seguimiento al desarrollo del Estudio; (b) Evaluar y decidir respecto a propuestas de reducciones de tiempo en la ejecución de los trabajos, presentados por la Distribuidora y fundamentados por la Consultora en términos de razonabilidad y conformidad a los objetivos de búsqueda de eficiencia y representatividad establecidos en los presentes Términos. (c) Resolver consultas técnicas; (d) Clarificar los TdR, en su significado o alcance; (e) Supervisar la zonificación de la Distribuidora y selección de los Sistemas Eléctricos Representativos; (f) Precisar, simplificar o autorizar procedimientos concretos que el desarrollo del Estudio muestre que resultan convenientes de adoptar; (g) Presentar opinión al Directorio de CNEE sobre los resultados de cada una de las etapas del Estudio; (h) Recomendar a los Directores de la CNEE la aprobación del Estudio Tarifario, formular las observaciones que considere pertinentes o recomendar su rechazo, para que la CNEE soporte su decisión de aprobar o rechazar el Estudio Tarifario, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 98 del REGLAMENTO; (i) Las demás que le asigne el Directorio de la CNEE.

B. DESCRIPCIÓN METODOLOGICA GENERAL

A continuación se presenta una descripción general, de la metodología a ser adoptada para el ESTUDIO y tiene por objeto proporcionar una visión global y de conjunto de las principales actividades.

B.1. Descripción general del cálculo del Valor Agregado de Distribución

La metodología que se plantea asume que la DISTRIBUIDORA se puede representar adecuadamente mediante un número limitado de Sistemas Eléctricos Representativos, en adelante los SER, que posean la característica de ser similares a los restantes sistemas en las zonas que representan. Ellos no requieren ser homogéneos a su interior, sino reproducir a manera de muestra representativa, las características propias de los sistemas de cada zona en que se subdivide la Empresa. No obstante la Distribuidora tendrá la opción de realizar el estudio para la totalidad de su red, informando previamente del ejercicio de esta opción al Comité Técnico, así como de la metodología e instrumentos que se utilizarán para su ejecución. El proceso de optimización debe de seguir los mismos criterios establecidos en esta Resolución para la optimización de los SER.

Si la Distribuidora ejercita la opción de optimizar toda la red en vez de usar la metodología de los SER, no se aceptará repetir el estudio utilizando la opción de los SER.

La CONSULTORA será responsable de seleccionar los SER y proceder a su optimización, adaptada a la demanda. La estimación de costos de cada SER será efectuada mediante la utilización de Unidades Constructivas optimizadas. Los resultados de la optimización de cada SER deberá incluir la estimación de la calidad de los servicios esperable de obtener en condiciones de operación eficiente.

El costo de las instalaciones que componen cada SER debe ser expandido a todo el sistema a fin de estimar la componente de capital del Valor Agregado de Distribución, en adelante el VAD.

El VAD total de la DISTRIBUIDORA se obtendrá como la suma de las componentes de capital del VAD asociado a las redes, calculadas mediante el procedimiento descrito en el párrafo anterior, y las de los costos de operación, mantenimiento, gestión comercial, dirección y administración, que se estimen para la DISTRIBUIDORA considerada como una unidad.

En el caso de que la DISTRIBUIDORA haya construido redes dentro del Programa de Electrificación Rural, en adelante el PER, por disposición de la Ley, los recursos que otorgue el Estado serán considerados como un subsidio, los cuales no podrán ser trasladados como costo al usuario. Tomando en consideración que la DISTRIBUIDORA debe operar, mantener y reponer esos sistemas eléctricos, corresponde reconocer los costos de Operación asociados, así como una componente representativa del valor de reposición de obras la cual se aplicará única y exclusivamente a la valoración de redes construidas dentro del PER, tal como se define en F.3.2.

El VAD unitario de la DISTRIBUIDORA, en sus distintas componentes correspondientes a las redes de MT, BT y por cliente, se determina dividiendo el VAD total de la Empresa Distribuidora por sus correspondientes unidades, considerando para este efecto a la DISTRIBUIDORA como una unidad.

A efectos de lo señalado en el párrafo anterior, se requiere desarrollar un balance de potencia en la hora de punta del sistema para la DISTRIBUIDORA en su conjunto, que muestre variables tales como la potencia ingresada a la red de MT total de la Empresa, las pérdidas técnicas y no técnicas en MT, la potencia de punta suministrada a usuarios servidos en MT, la potencia de punta ingresada a

BT, las pérdidas técnicas y no técnicas en BT, y la potencia de punta suministrada en BT.

B.2. La Propuesta Tarifaria

La CONSULTORA deberá recopilar la información que resulte necesaria para calcular el Cuadro Tarifario que la DISTRIBUIDORA proponga aplicar en el próximo quinquenio. Esta información se refiere a los resultados de la Campaña de Medición, datos relativos a la gestión de la DISTRIBUIDORA y toda otra que se considere necesaria.

La CONSULTORA deberá calcular las Tarifas Base a proponer y redactar toda la documentación de respaldo, que constituya la Propuesta Tarifaria.

Los Informes y Resultados que componen el Estudio Tarifario serán los siguientes:



Propuesta de la Tarifa Base para su fijación por parte de la CNEE en el informe respectivo editado en papel, Informe respectivo, en formato electrónico y las planillas electrónicas de cálculo de los diferentes cargos que la componen.

Propuesta de Fórmulas de Ajuste consignadas en el Informe respectivo editado en papel, Informe respectivo en formato electrónico y una planilla electrónica de cálculo, con ejemplos.

Simulación de la aplicación de la Propuesta Tarifaria en dos escenarios. El primero, suponiendo que hubiese sido aplicada durante el año completo de 2002. El segundo, suponiendo que se aplique a un quinquenio completo.

Las simulaciones de la aplicación de la Propuesta Tarifaria, deben contener el Informe respectivo consignado en papel, Informe respectivo en formato electrónico y las planillas que contengan las simulaciones presentadas en formato electrónico.

C. SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS REPRESENTATIVOS

La presente sección establece la metodología a seguir para seleccionar los sistemas eléctricos representativos de distribución que deberán ser adaptados a la demanda y que podrán ser reconocidos para su traslado a tarifas, aplicables a los usuarios finales regulados servidos por la DISTRIBUIDORA.

El Anexo No. 1 contiene la metodología general que deberá aplicarse para seleccionar los SER

La DISTRIBUIDORA suministrará a la CONSULTORA y a la CNEE, toda la información que permita clasificar sus redes de distribución, para seleccionar los SER La información básica que debe suministrar la DISTRIBUIDORA se detalla en el Anexo II, la que durante el desarrollo de los trabajos, puede requerir ampliaciones o cambios.

El alimentador en MT, con sus correspondientes redes BT, que sale de una subestación Alta Tensión/Media Tensión, en adelante S/E AT/MT, de la DISTRIBUIDORA, constituye un elemento del universo a partir del cual la CONSULTORA seleccionará los SER. Cada conjunto se clasificará de acuerdo a indicadores de densidad, en un número limitado de clases comprendido entre 3 y 5.

Se define el SER como el alimentador en MT, con sus correspondientes redes BT, asociados a una subestación AT/MT, que ha sido seleccionado como representativo de una determinada densidad de distribución. El CT, basado en la información recibida, en el resto de la documentación relevante que posea y en sus propios análisis técnicos, revisará la determinación de cada uno de los SER, reservándose el derecho de objetar los mismos, siguiendo los procedimientos establecidos en el punto A.6 de los presentes TDR.



Para el caso de la red de BT, dentro de los SER seleccionados, se podrán efectuar agrupaciones de instalaciones con características comunes, sustentadas estadísticamente, para efectuar los estudios sobre una muestra representativa. Asimismo se podrá analizar a través de un modelo geométrico de red teórica.

D. OPTIMIZACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS REPRESENTATIVOS

La presente sección establece la metodología a seguir para optimizar los sistemas eléctricos representativos de distribución seleccionados, adaptándolos a la demanda a fin de ser reconocidos para su traslado a tarifas aplicables a los usuarios finales regulados servidos por la DISTRIBUIDORA.

D.1. Proceso de Optimización

La CONSULTORA optimizará cada SER en sus costos de inversión para determinar su Valor Agregado de Distribución, de MT y BT, tanto en valor absoluto, como por unidad de potencia. Los montos mensuales correspondiente a la componente de capital del VAD se calcularán como la mensualidad constante que resulta de aplicar a la inversión la tasa de actualización ó de costo de capital, considerando la vida útil de las instalaciones.

El objeto del diseño de los SER es la estimación del 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 en relación a los que suponen la LEY y el REGLAMENTO y determinar las pérdidas de potencia y energía de la red optimizada.

El alcance de las labores de ingeniería de diseño de cada SER será el siguiente:

- a. Optimización de los circuitos de MT y BT de cada SER. Se acepta que se conserve la traza de la red existente, de tal manera que la optimización cambie, de ser necesario, los calibres de los conductores y la capacidad de los centros de transformación MT/BT.
- b. Selección y optimización de las estructuras de distribución en los SER que produzcan un diseño técnicamente factible y acorde con la optimización de los circuitos de MT y BT,
- c. Respecto a los voltajes de MT y BT se aceptan, en general, los niveles existentes. Los cambios se reducen a incorporar los nuevos voltajes en las áreas donde ya la DISTRIBUIDORA está cambiando los niveles de tensión y, adicionalmente, a unificar el nivel de tensión en aquellos circuitos que, en la actualidad, poseen dos niveles de tensión mediante el empleo de transformadores que hoy en día son considerados como transitorios en teoría, aunque su cambio no esté programado por razones diferentes de las técnicas,

- d. Selección de los conductores de los distintos circuitos de MT y BT que minimicen el valor presente del costo de inversión, más el costo de operación y mantenimiento, más el costo de las pérdidas de electricidad, tomando en cuenta para este efecto los pronósticos de demanda adecuados y calculados según se consigna más adelante, al tratar el tema de la proyección de demanda,
- e. Selección y localización de equipos de regulación de voltaje y de los equipos de control, maniobra y protección adaptados a la demanda de los SER que contribuyan a cumplir adecuadamente las normas de calidad del servicio establecidas por la CNEE, vigentes al 9 de abril de 2002,
- f. Identificación de las obras de particulares cuya operación y mantenimiento corren a cargo de ellos y que no han sido transferidas, donadas o aportadas formal o informalmente a la DISTRIBUIDORA, con el fin de omitir esos activos que no pertenecen a la DISTRIBUIDORA,
- g. Identificación de las aportaciones por obras de particulares, cuya operación y mantenimiento corre a cargo de la Distribuidora, con el fin de omitir el monto del conjunto de dichas aportaciones, reconociendo únicamente el valor correspondiente una componente representativa del valor de reposición de las obras, tal como este término se define en F.3.2
- h. Desarrollo de las demás labores normalmente asociadas a la ingeniería de diseño que permitan posteriormente calcular los costos de inversión en las redes de MT y BT optimizadas, que componen los SER.
- i. Determinación de los valores correspondientes a los indicadores de calidad de servicio y producto técnico esperables de obtener ante una operación eficiente de las redes y una eficaz gestión técnica y comercial. A tal fin se deberán efectuar una simulación de la operación de cada SER, considerando tasas de falla y reposición de cada elemento de la red bajo condiciones de operación y mantenimiento adecuadas.

D.2. La proyección de la demanda

- a. La proyección de demanda se realizará, como criterio general, a partir de la máxima demanda de potencia observada para la DISTRIBUIDORA el 9 de abril de 2002, considerando la tendencia histórica de los últimos 4 años. Cuando los crecimientos históricos superen el 7% por año, debe justificarse con detalle la proyección, estudiando la potencialidad real de crecimiento de la demanda.

Pueden utilizarse métodos alternativos, como, la desagregación de la demanda tendencial, o el método de elasticidad del crecimiento del consumo de electricidad nacional con respecto al PIB nacional. El CT revisara los resultados de la proyección de la demanda, y tendrá derecho de objetar los mismos, siguiendo los procedimientos establecidos en el punto A.6 de los presentes TDR.

- b. Para los fines del presente ESTUDIO se supondrá que la demanda permanecerá constante a partir de la finalización del período tarifario de 5 años.

D.3. Características del diseño y las Unidades Constructivas

- a. En cuanto a su presentación, el diseño de los SER requiere ser consignado en planos, o en un SIG según sea del caso, sin que se pretendan detalles constructivos. El nivel de los diseños debe ser suficiente para permitir la estimación objetiva del costo de capital de cada SER y debe permitir la cuantificación de las Unidades Constructivas y su optimización. Se debe presentar toda la información usada para efectuar el estudio, incluyendo descripción de la modelación de los alimentadores MT y redes de BT, los modelos usados, de modo de poder verificar y reproducir el proceso de optimización de las redes.
- b. Los diseños se basarán en Unidades Constructivas, las cuales deben estudiarse y justificarse en detalle. Las Unidades Constructivas son obras típicas en las que se puede descomponer, de forma conveniente y simplificada en un conjunto de equipamientos que componen los sistemas de distribución de los SER. Para la MT contemplan obras típicas tales como módulos de salida de una S/E; proyecto típico de red discriminado según nivel de aislamiento, tipo de conductor, vano, número de fases, tipo de estructuras de soporte, obras típicas de seccionamiento y control de líneas, según nivel de tensión y número de fases. Para el centro de transformación MT/BT según nivel de tensión, número de fases, capacidad instalada y para la BT contempla proyecto típico de red según clase de conductor, vano, número de fases y clase de soporte; proyecto típico de redes compartidas entre MT y BT de acuerdo a las clasificaciones de las mismas, estableciendo el costo imputable a la MT y el correspondiente a BT; acometida eléctrica y medición en BT, según capacidad y clase del contador de energía; y las demás que se requieran. Se deberá excluir todo elemento relacionado con el alumbrado público.
- c. La valoración de cada Unidad Constructiva deberá realizarse a valores de mercado y obtenerse como la suma del costo de los materiales que la componen, el transporte de los elementos hasta el sitio, el uso de equipos requeridos para su construcción, el pago de servidumbres, los costos de construcción y montaje, la ingeniería de campo, y los imprevistos, hasta llegar a su estado de operación. Los materiales de las Unidades Constructivas deberán corresponder con los que aparecen en las normas de construcción de la Empresa Distribuidora aprobadas por la CNEE, o en caso de estar pendientes de aprobación, mientras la Comisión no las haya objetado. Deben discriminarse todos los materiales que la componen, tales como postes, cables, crucetas, aisladores sin excluir los menos significativos tales como arandelas, pernos, herrajes menores etc, con el fin de tener una discriminación razonable del costo de cada Unidad Constructiva. La mano de obra requerida para la construcción de cada Unidad Constructiva debe estar respaldada en estudios del personal requerido, su calificación y análisis de tiempos y rendimientos eficientes,
- d. El costo de cada Unidad Constructiva debe discriminar entre los montos asignables a MT, los asignables a la BT, como requisito para poder establecer

los correspondientes VAD. Cada uno de dichos montos debe aparecer discriminado entre la parte transable internacionalmente y la no transable internacionalmente, como requisito para que el Estudio Tarifario pueda estimar las fórmulas de ajuste periódico de las tarifas.

- e. La selección de los transformadores MT/BT debe estar ajustada a la demanda proyectada y debe considerar que dicha demanda no crece en potencia de punta, ni en energía, a partir de la finalización del período de fijación tarifaria,
- f. Es indispensable sustentar cuantitativamente que el diseño de cada SER corresponde a la empresa eficiente de referencia. Para este efecto, debe estar ajustado a la demanda proyectada en la forma establecida y su costo total debe ser el menor dentro de un conjunto que represente adecuadamente al universo de alternativas factibles.

D.4. Valorización de la inversión de cada SER y los valores unitarios

D.4.1. La valoración del sistema de distribución de cada SER en MT y BT deberá obtenerse como la suma de los productos de las cantidades de Unidades Constructivas que lo componen por sus respectivas valoraciones unitarias, más los costos de ingeniería de diseño, los intereses durante la construcción y los costos de inspección y vigilancia por parte del propietario. Estas últimas componentes se estimarán empleando los porcentajes normalmente aceptados para ellas en la práctica internacional.

D.4.2. El costo total de cada alternativa se calcula como el valor presente de su costo de inversión, más su costo de pérdidas y más su costo de energía no suministrada.

- a) El valor presente se calcula considerando la vida útil de las obras, con la tasa de actualización que será informada a la CONSULTORA por la CNEE, como resultado de estudios especializados, de acuerdo al literal 81.b. del REGLAMENTO.
- b) La vida útil de las instalaciones de líneas y subestaciones será de 30 años, la vida útil de equipamiento de maniobra y equipos electrónicos será definida oportunamente por la CNEE.
- c) El costo de las pérdidas de potencia y energía se calcula mediante el costo unitario de la potencia y de la energía vigente para la DISTRIBUIDORA, el 9 de abril de 2002,
- d) El costo de la energía no servida se calcula con un costo unitario que es diez veces la tarifa BTS, vigente en la ciudad de Guatemala el nueve de abril de dos mil dos, (1.4997 US\$/kWh).

D.4.3. Los costos de operación, de comercialización, y de dirección y administración general de la Empresa, serán determinados para la Empresa Distribuidora, considerada como una unidad.



- D.4.4 La red reconocida para cada SER, estará dimensionada para servir la demanda prevista hasta el final del período tarifario.
- D.4.5 El valor unitario de Capital de MT para cada SER, expresado por unidad de potencia de punta y por mes, se calcula dividiendo su valor de inversión de MT, previamente mensualizado, por la potencia de punta máxima anual en MT del SER, estimada para el año situado en la mitad del período de fijación tarifaria. Como este período es de 5 años, el divisor es la potencia de punta máxima anual en MT del año 3.
- D.4.6 De manera similar, el valor unitario de Capital de BT para cada SER, expresado por unidad de potencia de punta y por mes, se calcula dividiendo su valor de inversión de BT, previamente mensualizado, entre la potencia de punta máxima anual del SER en BT, estimada para el año situado en la mitad del período de fijación tarifaria. Como este período es de 5 años, el divisor corresponde a la potencia de punta en BT que se maneja durante el año 3.
- D.5. Procedimiento para el calculo de la Mensualidad de los valores de SER**
- D.5.1 La mensualidad del valor unitario de capital de cada SER se calcula multiplicando su respectivo valor unitario por el Factor de Recuperación de Capital Mensual, correspondiente a la tasa de actualización y a la vida útil de las instalaciones.
- D.5.2 La tasa de actualización será informada por la CNEE a la CONSULTORA como resultado de estudios especializados, realizados de acuerdo a lo dispuesto en el literal 80.b. del REGLAMENTO. Su monto se presentará expresado como porcentaje real anual. Su utilización en la fórmula del Factor de Recuperación de Capital Mensual requiere que previamente se calcule la correspondiente tasa de descuento equivalente mensual real.
- D.5.3. La vida útil de las instalaciones será definida por la CNEE e informada oportunamente a la DISTRIBUIDORA.

Resultados de los diseños de los SER.

Una vez culminados los diseños de los SER, la DISTRIBUIDORA debe entregar a la CNEE los siguientes resultados:

- a. Los diseños de ingeniería en los que consten: topologías de circuitos y conductores en MT y BT, capacidad de cada centro de transformación MT/BT, convenciones que permitan cuantificar las Unidades Constructivas utilizadas, y localización de las demandas máximas, con especial énfasis en las estimadas para los grandes usuarios conectados tanto en MT como en BT, sin importar que posean o no contrato de suministro con la Empresa Distribuidora,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Av. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: cnee@gold.guate.net FAX (502) 366-4202

- b. Presentación de las Unidades Constructivas utilizadas, suficientemente clara como para permitir su interpretación funcional y su asignación a los sistemas de MTy de BT
- c. Justificación de la valoración unitaria de cada Unidad Constructiva, de su discriminación entre los montos asignables a la MT, a la BT, y de la partición de estos montos entre las partes transables internacionalmente y las no transables internacionalmente,
- d. Planilla con las cantidades de Unidades Constructivas usadas en cada SER, sus valoraciones unitarias y el costo total de las Unidades Constructivas empleadas distribuido entre la parte asignable a la MT, la parte asignable a la BT. Cada una de estas partes deberá discriminar entre monto transable internacionalmente y el no transable internacionalmente,
- e. Valoración del costo total de cada SER a partir del costo total de sus Unidades Constructivas más los porcentajes de ingeniería de diseño, intereses durante la construcción y costos de inspección y vigilancia por parte del propietario, discriminado en la forma señalada en el anterior literal,
- f. Presentación de los valores unitarios de Capital de cada SER, correspondientes a MT y a BT, con su correspondiente proceso de cálculo y fundamentos. Se detallará la elaboración de la proyección de la demanda que sustente los resultados obtenidos.
- g. La información complementaria que permita al CT efectuar el análisis de los diseños y su replicación, si fuere del caso.

E. NUMERARIO Y PRECIOS RECONOCIDOS

La presente sección contiene la descripción del numerario, del nivel general de precios, de la tasa de cambio y de los procedimientos a seguir para determinar los distintos precios unitarios usados para valorar el sistema eléctrico reconocido a la Empresa Distribuidora.

E.1. Numerario

Se adopta como numerario del ESTUDIO el dólar de los Estados Unidos de América. Otras monedas se consideran de referencia, pero que no constituyen su numerario. En consecuencia, los valores expresados en numerarios distintos del adoptado, constituyen resultados intermedios del ESTUDIO.

E.2. Nivel general de precios

- E.2.1 Se adopta como nivel general de precios el correspondiente al 9 de abril de 2002. En consecuencia, el ESTUDIO se desarrollará a precios constantes correspondientes al nivel general de precios vigente a la fecha mencionada, todo

valor correspondiente a otro nivel general de precios será considerado como valor informativo o intermedio.

- E.2.2 La selección de un nivel general de precios correspondiente a un día determinado tiene por objeto poder definir una tasa de cambio determinada y, como utilidad, simplificar el empleo de la información básica de investigaciones de precios, salarios y costos que se requiera. En consecuencia, antes de usar esta información básica, debe traducirse al numerario del ESTUDIO y trasladarse al 9 de abril de 2002, empleando los indicadores más convenientes para cada caso.

E.3. Tasa de cambio

Este ESTUDIO utiliza como tasa de cambio el tipo de cambio de referencia vendedor publicado por el Banco de Guatemala vigente para el 9 de abril de 2002, que es de 7.86739 Q/US\$.

E.4. Precios reconocidos de los materiales eléctricos

- E.4.1 El presente numeral trata la estimación de los precios reconocidos para los materiales eléctricos, precios que serán los incluidos en las Unidades Constructivas que usen dichos materiales.

- E.4.2 El proceso destinado a identificar los precios a reconocer por los materiales eléctricos que componen las Unidades Constructivas debe conducir a la estimación de precios de eficiencia que corresponden a adquisiciones de cantidades grandes de materiales mediante procedimientos de competencia que aseguren que se trata de precios factibles de obtener, que incorporen descuentos por razón de la escala de las adquisiciones, y que carezcan de distorsiones originadas en imperfecciones del mercado. El procedimiento establecido es el siguiente:

- a. Se distinguen dos grandes grupos de materiales. Los Materiales Mayores, que comprenden interruptores de MT situados a la salida de las S/E, cables, aisladores, transformadores, condensadores, varillas de puesta a tierra, cortacircuitos, equipos de maniobra, control y protección, postes de hormigón o de madera inmunizada, equipos de medición. Los Materiales Menores son aquellos elementos que no aparecen entre la lista de los Materiales Mayores. Los Materiales Menores comprenden entre otros tornillería, arandelas, anclajes, cinta band-it, amarres preformados, amortiguadores, preformados de alambre, crucetas de madera, conectores, cinta aislante y elementos para la compactación de las bases de los postes tal como conglomerados de tierra o de concreto,
- b. Se entiende por bienes transables internacionalmente aquellos que, de acuerdo a las disposiciones legales de Guatemala y a la práctica normal, se pueden comercializar internacionalmente.
- c. Se considera que todos los Materiales Mayores son comercializables internacionalmente, razón por la cual los precios de eficiencia a identificar deben

estar ilustrados mediante al menos dos precios de referencia internacionales y, al menos, un precio de referencia nacional,

- d. Los Materiales Menores, aunque en su mayoría son comercializables internacionalmente, debido al poco peso que tienen en la valorización de las redes de distribución, pueden estar sustentados únicamente en una sola referencia, internacional o nacional, mientras corresponda a precios de adquisición competitiva y a gran escala,
- e. Los precios de referencia internacionales deben provenir de fuentes de información que correspondan a adquisiciones reales, no sólo a cotizaciones, efectuadas en gran escala y mediante mecanismos competitivos,
- f. La estimación de los precios de referencia internacionales de Materiales Mayores se efectúa de acuerdo al siguiente esquema. (i) Se toma como valor inicial el cotizado para la adquisición y, de preferencia, el expresado en moneda extranjera, cuando también exista el precio en moneda nacional; (ii) En caso que la importación no se realice directamente del país productor, no se incluyen todos los cargos por transporte e impuestos de internación al país donde se adquirieron los materiales; (iii) Los precios expresados en monedas diferentes al dólar de los Estados Unidos de América se expresará en esta moneda, utilizando para tal efecto la tasa de cambio vigente en la fecha de adquisición, que se obtiene en la publicación del Banco de Guatemala, denominada "*Tipos de cambio de monedas seleccionadas*", o la tasa de compra de dólares en el Mercado de Nueva York, cuando se trate de otras monedas extranjeras no incluidas en dicho listado; (iv) Se convierten estos últimos precios a US\$ del 9 de abril de 2002, utilizando para este efecto el índice de precios al productor establecido para el dólar norteamericano; y, (v) Se adicionan los costos de fletes y de internación a Guatemala correspondientes al costo de transporte, y aranceles vigentes el 9 de abril de 2002,
- g. La estimación de los precios de referencia nacionales de Materiales Mayores se efectúa según el siguiente esquema. (i) Se toma como valor inicial su valor expresado en Quetzales de la fecha de la adquisición; (ii) Se trasladan los precios hasta el 9 de abril de 2002, empleando para tal efecto el índice de precios al por mayor de productos manufacturados nacionales en la Ciudad de Guatemala ; (iii) Se analiza la eventual existencia de cambios reales en aranceles e impuestos ocurridos entre la adquisición y el 9 de abril de 2002. En caso de existir, se incorpora el ajuste correspondiente, en el sentido que corresponda; (iv) Se convierten a dólares norteamericanos empleando la tasa de cambio definida para el presente ESTUDIO,
- h. La estimación de los precios de referencia de Materiales Menores sigue el procedimiento que mejor se aplique a cada caso, entre los descritos para precios de referencia internacionales y nacionales,
- i. Se formará una matriz cuyas filas correspondan a los distintos materiales eléctricos y cuyas columnas correspondan a cada fuente de información,



- j. Se presentará como precio a reconocer para cada material, ya sea Mayor o Menor, el menor precio dentro del conjunto de fuentes válidas,
- k. La DISTRIBUIDORA presentará ante el CT los precios a aplicar a los materiales eléctricos, acompañada de toda la información destinada a sustentarla,
- l. El CT, como resultado de su propio análisis de los precios a reconocer, puede efectuar observaciones a los precios propuestos por la DISTRIBUIDORA.

E.5. Precios de mano de obra reconocidos

Los precios reconocidos por mano de obra son los que serán incluidos en las Unidades Constructivas en la parte que corresponde al costo de construcción. La estimación de estos precios seguirá los siguientes criterios.

- a. Como orientación general deben surgir de precios de mercado que una empresa eficiente debería pagar por la construcción y montaje de las Unidades Constructivas, hasta su puesta en operación.,
- b. Contempla como fuente de mano de obra su disponibilidad en el mercado centroamericano y no solamente en Guatemala,
- c. En el caso de la mano de obra no calificada se reconocerá como salario mínimo el valor estipulado en la ley correspondiente.
- d. En las Unidades Constructivas, y a manera de simplificación, los costos asociados al empleo de mano de obra, calificada o no calificada, y los costos asociados a la ingeniería de campo se consideran dentro de la parte de costos no transables internacionalmente,
- e. La DISTRIBUIDORA presentará ante el CT los precios a reconocer en mano de obra, acompañada de toda la información destinada a sustentarla,
- f. El CT, como resultado de su propio análisis de los precios a reconocer, puede efectuar observaciones a los precios propuestos por la DISTRIBUIDORA.

E.6. Otros costos reconocidos

Dentro de las Unidades Constructivas aparecen otros costos que no son asignables a materiales eléctricos ni a mano de obra, tales como el pago por servidumbres, o que no pueden asignarse con facilidad, tales como el costo de los imprevistos. En la cuantificación del valor del SER aparecen otros costos que poseen esta misma característica, tales como el costo de ingeniería de diseño, intereses durante la construcción y costos de inspección y vigilancia por parte del propietario. El reconocimiento de estos costos adopta el siguiente procedimiento:

- a. Con excepción del pago por servidumbres, los demás se expresan como porcentajes del correspondiente costo de la Unidad Constructiva. Estos valores deben ser justificados por la CONSULTORA con el criterio de que correspondan a una empresa eficiente,
- b. Los costos asociados a servidumbres, en el eventual caso de que existan, no aparecerán como rubro explícito contenido en las Unidades Constructivas, sino que deben ser incluidos y justificados exógenamente a las mismas, mediante razones específicas y concretas,
- c. A manera de simplificación, se considera que todos estos "otros costos" pertenecen a la categoría de bienes no transables internacionalmente,
- d. El CT, como resultado de su propio análisis, puede efectuar observaciones a estos costos y, en especial, a los porcentajes a ellos asignados.

F. PROCESO DE EXPANSION Y CALCULO DE LA COMPONENTE DE CAPITAL

A continuación se establecen los procedimientos para cuantificar la componente de capital del VAD de la DISTRIBUIDORA, formada por el costo de capital reconocido:

F.1. Proceso de Expansión

- F.1.1 La componente de capital del VAD de la DISTRIBUIDORA, tanto en MT, como en BT, expresada en valor absoluto, se calculará a partir de los valores unitarios de Capital de cada SER, según la clasificación de los indicadores de densidad que les corresponde. Con este objeto, se multiplican los valores unitarios de Capital de MT y BT calculados en cada SER por las correspondientes potencias de punta de MT y BT de cada uno de los alimentadores representados por ese SER.
- F.1.2 El componente de capital del VAD de MT de la DISTRIBUIDORA, expresado en valor absoluto, se calcula a partir de los valores unitarios de Capital de cada SER, según la clasificación de los indicadores de densidad que les corresponde, mediante las correspondientes potencias de punta de MT de cada una de las categorías representadas mediante su respectivo SER. Mediante el mismo procedimiento se calcula la componente de capital del VAD de BT de la DISTRIBUIDORA.
- F.1.3 Debe adicionarse el costo de aquellas instalaciones propiedad de la Distribuidora que estén en proceso de expansión ó que no se hubiera incluido, tales como las líneas de subtransmisión y las S/E, ambas optimizadas, ajustándolas a la demanda. El cálculo del costo podrán ser desarrollado para el total de las inversiones de subtransmisión, contemplando los mismos criterios que los planteados para el costeo de los SER. .

F.2. Estimación del valor unitario de Capital de la DISTRIBUIDORA

El valor unitario de Capital de la DISTRIBUIDORA, en sus distintas componentes correspondientes a las redes de MT y BT, se determina dividiendo la componente



de capital del VAD de la DISTRIBUIDORA por sus correspondientes potencias, considerando para este efecto a la DISTRIBUIDORA como una unidad,

F.3. Ajuste de la componente de capital del VAD por ingresos del PER

F.3.1 Los antecedentes respecto al Programa de Electrificación Rural, en adelante el PER, pueden verse en el Anexo III.

F.3.2 Decisiones de la CNEE

Contemplando lo establecido en el artículo 47 de la LEY y en uso de las atribuciones conferidas por su artículo 77, la CNEE ha decidido aplicar el siguiente criterio relacionado con las obras construidas mediante el PER, ya sea en MT o en BT.

a. Deducir de la componente mensual de capital del VAD de la DISTRIBUIDORA en cada nivel de tensión, la totalidad de los aportes provenientes del PER efectivamente desembolsados hasta la fecha de realización del ESTUDIO, en valor mensual y en cada nivel de tensión y adicionar una componente representativa del valor de reposición de las obras, Para efecto de calculo de la componente mensual, se procederá de acuerdo al procedimiento indicado en D.5.

Si la Distribuidora optara por efectuar el estudio para la totalidad de su red, tal como se indica en B.1, se deducirá la totalidad de los aportes provenientes del PER calculados aplicando el proceso de optimización establecido en la Sección D de los presentes términos y correspondiente a las redes construidas hasta la fecha de realización del ESTUDIO, en valor mensual y en cada nivel de tensión y se adicionará una componente representativa del valor de reposición de las obras. Se entiende como componente representativa del valor de reposición de las obras, la siguiente expresión:

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

Donde:

i = Tasa de actualización
n = Tiempo de vida

multiplicada por el monto de las obras del PER correspondiente en cada uno de los casos.

b. En forma similar a lo definido en el literal a) se aplicara el procedimiento para deducir de la componente mensual de capital del VAD de la distribuidora, el monto total mensualizado de las redes aportadas o construidas por terceros y se adicionará una componente representativa del valor de reposición de las obras.



- c. Efectuadas las deducciones mencionadas, se obtiene la mensualidad de la componente de capital del VAD de la DISTRIBUIDORA para cada nivel de tensión.
- F.3.3 La mensualidad de la componente de capital del VAD de la DISTRIBUIDORA poseerá en forma discriminada las componentes de MT y de BT.
- F.3.4 La DISTRIBUIDORA presentará ante el CT su propuesta de la mensualidad de la componente de capital del VAD de la DISTRIBUIDORA. En esa presentación se consignarán los fundamentos y cálculos que respalden la propuesta, en forma completa y repetible. El CT tiene la potestad de objetar la propuesta.

G. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

G.1. Recursos

El Costo de Operación corresponde al costo de operación y mantenimiento y está dado por la valoración de los recursos que consume una DISTRIBUIDORA eficiente para operar adecuadamente su sistema, para reponer la continuidad del servicio ante la presencia de fallas como asimismo para realizar las labores de mantenimiento correctivo y preventivo de sus equipos e instalaciones que conforman sus redes de distribución.

G.2 Marco de Referencia.

Las actividades de Operación tienen un marco de referencia constituido por las reglas del arte, las normas sobre calidad de servicio, la estructura topológica de la red y la valorización que le otorga el usuario a las molestias y pérdidas económicas al no disponer eventualmente del servicio eléctrico.

G.3 Componentes.

El Costo de Operación comprende el Costo de Operación Directo que está relacionado con el empleo de materiales, mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las labores de operación y mantenimiento y el Costo de Operación Indirecto asociado a las actividades de dirección, control y estrategias empresariales de operación y mantenimiento, ambos se estimarán a nivel de la DISTRIBUIDORA, considerada como una unidad.

G.4 Procedimiento.

La CONSULTORA efectuará la estimación del Costo de Operación y de la componente de operación del VAD de la DISTRIBUIDORA, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a. Se identificarán inicialmente los procesos constitutivos de las labores propias de operación y mantenimiento, suponiendo un horizonte de un año,

- b. A continuación, calcularán dichas labores para las redes de MT y de BT,
- c. A cada una de dichas labores a realizar en MT o BT, se asignarán los recursos que demanda su cumplimiento eficiente, discriminándolos entre uso de materiales y repuestos, empleo de recursos de apoyo tales como herramientas y equipos de transporte y, finalmente, los recursos de personal clasificándolos por calificación técnica, identificando recursos propios de la DISTRIBUIDORA y servicios contratados a terceros.
- d. La asignación de los recursos mencionados requiere un análisis de frecuencias y de duraciones, realizado suponiendo eficiencia en su ejecución. Particularmente para el caso de servicios contratados a terceros se deben de considerar precios de mercado. Se podrá aceptar cálculos de costos que utilicen recursos propios de la Distribuidora, siempre y cuando estos sean competitivos con los precios de mercado. En este caso, para cada una de las labores se asignarán cuadrillas eficientes, tanto en número de integrantes como en su calificación técnica, medio de transporte necesario, tiempo estimado de duración de las tareas y un tiempo razonable de improductivos, obteniendo así el uso de personal y de transporte.
- e. A continuación la CONSULTORA valorizará el uso de los recursos no personales mediante el empleo de precios de eficiencia. El costo de materiales y repuestos, mediante sus precios de adquisición, los cuales deberán ser consistentes con los precios de los materiales similares considerados en la optimización de los SER. El costo de las herramientas y equipos por su costo de oportunidad, visualizado como su arrendamiento o alquiler anual.
- f. Para justificar el costo de los recursos de personal propio de la DISTRIBUIDORA, la CONSULTORA debe contar con respaldo de una encuesta de remuneraciones de mano de obra efectuada por una empresa especializada, de manera que las remuneraciones que se usen en el estudio, para las distintas categorías salariales, reflejen la situación media de empresas de parecido tamaño. La CONSULTORA efectuará comparaciones de las principales componentes de los costos de operación y mantenimiento.
- g. Al finalizar la valoración se tendrán los Costos Directos Anuales de Operación, distribuidos entre MT y BT. De manera similar a lo efectuado para la estimación del costo de capital, estos Costos Directos Anuales de Operación, dentro de cada una de sus distribuciones mencionadas (MT y BT), estarán descompuestos entre la parte transable internacionalmente y la no transable internacionalmente. Como simplificación, se supondrá que es transable el costo asociado a materiales, al uso de herramientas y al empleo de transporte; por consiguiente, se considerará como no transable el costo asociado al empleo de recursos humanos. Los costos unitarios directos de operación y mantenimiento se calcularán como costos unitarios mensuales. La mensualidad de dichos costos se calcula dividiendo los Costos Anuales de Operación Directos por 12 y luego, según corresponda, por la potencia de punta, ya sea en MT o en BT, estimada para el año 3 del período de fijación tarifaria que corresponda.

- h. Los Costos Indirectos de Operación comprenden los costos asociados a la dirección general de la DISTRIBUIDORA, al área de administración y finanzas, al área de planificación y en general, los demás costos cuya característica consiste en que no se pueden asociar a la operación, el mantenimiento o la gestión comercial. Forman parte de los Costos Indirectos de Operación, los Otros Costos Empresariales que comprenden el Costo del Capital de Trabajo, determinado como el costo de oportunidad de dicho capital, y el Costo de Otros Activos de Servicio. Estos últimos comprenden el uso de edificios, equipos de oficina y demás bienes que están efectivamente destinados a prestar el servicio de distribución de electricidad.
- i. Los Costos Indirectos de Operación se estimarán para la DISTRIBUIDORA considerada como una unidad. Se realizará el diseño de una estructura modelo considerando que las grandes divisiones funcionales de la empresa correspondan con sus necesidades, donde el criterio director será alcanzar el máximo nivel posible de eficiencia. Se validarán los anteriores costos mediante un análisis comparativo con otras Empresas con el objeto de identificar mejoras ulteriores a las ya incorporadas.
- j. Los Costos Indirectos de Operación serán expresados globalmente para la fecha seleccionada para la ejecución del Estudio y discriminados entre las grandes divisiones funcionales de la DISTRIBUIDORA. A partir de la información recabada sobre los procesos se procederá a asignarlos, cuando sea posible, a la red de MT o a la red de BT. Cuando esto no sea posible, la parte no atribuida mediante el análisis de procesos se asignará repartiéndolos en proporción a los respectivos Costos Directos de Operación. Se tendrán así los Costos Indirectos de Operación discriminados en MT y BT.
- k. Mediante el análisis de la estructura de los Costos Indirectos de Operación se estimará el porcentaje que varía de acuerdo a índices de inflación nacional el cual, por simplificación, se asimilará a porcentaje de costos no transables internacionalmente. El porcentaje restante se asignará a costos transables internacionalmente.
- l. La mensualidad de los costos de operación indirectos de la DISTRIBUIDORA, se calcula dividiendo los Costos Anuales de Operación Indirectos por 12 y luego, según corresponda, por la potencia de punta, ya sea en MT o en BT, estimada para el año 3 del período de fijación tarifaria que corresponda.
- m. Adicionando los Costos Unitarios Directos de Operación más los Costos Unitarios Indirectos de Operación, se calcularán los correspondientes Costos Mensuales de Operación.
- n. Los Costos Mensuales de Operación representan la componente de operación del VAD para la DISTRIBUIDORA.



- o. La DISTRIBUIDORA presentará al CT la propuesta de las mensualidades de la componente de operación del VAD, de MT y de BT, con los fundamentos y cálculos que los respalden, en forma completa y repetible. El CT tiene la potestad de objetar la propuesta.

H. COSTOS DE COMERCIALIZACION

H.1 Recursos

El Costo de Comercialización corresponde al costo de la gestión comercial, y está dado por la valoración de los recursos que consume una DISTRIBUIDORA eficiente para atender comercialmente a los usuarios conectados a la red.

H.2 Marco de Referencia.

Las actividades de Comercialización tienen un marco de referencia constituido por las reglas del arte y las normas sobre calidad de servicio comercial. El Costo de Comercialización se estimará a nivel de la DISTRIBUIDORA, considerada como una unidad.

H.3 Procedimiento,

La CONSULTORA efectuará la estimación del Costo de Comercialización y de la componente de Comercialización del VAD de la DISTRIBUIDORA, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a. Se identificarán inicialmente los procesos constitutivos de las labores propias de la gestión comercial, suponiendo un horizonte de un año,
- b. A continuación, detallarán dichas labores separándolas entre las relacionadas con los Clientes en MT y Clientes en BT,
- c. A cada una de dichas labores se asignarán los recursos que demanda su cumplimiento eficiente, discriminándolos entre uso de insumos, empleo de recursos de apoyo tales como instrumentos y equipos, finalmente, los recursos de personal clasificándolos por calificación técnica, identificando recursos propios de la DISTRIBUIDORA y servicios contratados a terceros.
- d. La asignación de los recursos mencionados requiere un análisis de frecuencias y de duraciones, realizado suponiendo eficiencia en su ejecución. Particularmente para cada una de las labores se asignarán planteles de personal eficientes, tanto en número de integrantes como en su calificación técnica, medio de transporte necesario, tiempo estimado de duración de las tareas y un tiempo razonable de improductivos, obteniendo así el uso de personal y de transporte.
- e. A continuación valorizará el uso de los recursos mediante el empleo de precios de eficiencia. El costo de insumos, mediante sus precios de adquisición. El costo de

los instrumentos y equipos por su costo de oportunidad, visualizado como su arrendamiento o alquiler anual. El costo de personal, mediante el empleo de salarios eficientes. Para justificar el costo de los recursos de personal propio de la DISTRIBUIDORA se aplicará el mismo criterio que el detallado para el Costo de Operación. Los servicios contratados a terceros o comisiones por cobranzas o servicios, deben valorarse a precios de mercado. La CONSULTORA efectuará comparaciones de las principales componentes de los costos de Comercialización.

- f. Al finalizar la valoración se tendrán los Costos Anuales de Comercialización, distribuidos entre Clientes en MT y Clientes en BT. De manera similar a lo efectuado para la estimación del costo de capital, estos Costos Anuales de Comercialización, dentro de cada una de sus distribuciones mencionadas, estarán descompuestos entre la parte transable internacionalmente y la no transable internacionalmente. Como simplificación, se supondrá que es transable el costo asociado a insumos, al uso de instrumentos y equipos y al empleo de transporte; por consiguiente, se considerará como no transable el costo asociado al empleo de recursos humanos,
- g. Los Costos Anuales de Comercialización representan la componente de Comercialización del VAD de la DISTRIBUIDORA. La mensualidad de la componente de Comercialización del VAD se estimará dividiendo los Costos Anuales de Comercialización por 12 y luego, según corresponda, por el número promedio anual de clientes atendidos en MT, o el número promedio anual de Clientes atendidos en BT,
- h. La DISTRIBUIDORA presentará al CT la propuesta de las mensualidades de la componente de Comercialización del VAD, de Clientes atendidos en MT y de Clientes atendidos en BT, con los fundamentos y cálculos que los respalden, en forma completa y repetible. El CT tiene la potestad de objetar la propuesta.

I. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION

I.1 Cálculo del VAD de la DISTRIBUIDORA

La estimación del Valor Agregado de Distribución, VAD, se efectuará de acuerdo al procedimiento siguiente:

- a. Se calculará, para MT, BT, Clientes en MT y Clientes en BT como la suma de las componentes de capital, de Operación y de Comercialización. El Valor Agregado de Distribución se expresará tanto en valores absolutos, como en valores unitarios, considerando las demandas máximas en MT y BT de la DISTRIBUIDORA, como su número de clientes.
- b. Según lo dispuesto en el artículo 92 del REGLAMENTO, para efectos de la indexación a lo largo del período tarifario, la suma anterior se afectará por un factor de reducción anual que tome en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia. Este factor será definido oportunamente por la CNEE.

- c. Adicionalmente se determinarán los porcentajes de cada una de las componentes de costos que varían con la inflación de Guatemala, y los que varían con índices externos. A los primeros se los ha denominado, por simplificación, porcentajes no transables y, a los segundos, porcentajes transables internacionalmente.

J. BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA

- J.1. El CONSULTOR deberá presentar un balance de potencia en la hora de punta del sistema para la DISTRIBUIDORA en su conjunto, que muestre variables tales como la potencia ingresada a la red de MT total de la Empresa, las pérdidas técnicas y no técnicas en MT, la potencia de punta suministrada a usuarios servidos en MT, la potencia de punta ingresada a BT, las pérdidas técnicas y no técnicas en BT, y la potencia de punta suministrada en BT,
- J..2 El balance de potencia y energía deberá conciliar los valores resultantes del proceso de expansión, los resultados de la campaña de medición y los valores históricos y proyectados.
- J.3 Para tal fin la CONSULTORA deberá cuantificar los siguientes factores de pérdidas establecidos en el REGLAMENTO.
- a. El factor de pérdidas medias de potencia en la red de media tensión, denominado FPPMT,
 - b. El factor de pérdidas medias de potencia de la red de baja tensión, FPPBT,
 - c. El factor de pérdidas medias de energía en media tensión, FPEMT, y
 - d. El factor de pérdidas medias de energía en baja tensión, FPEBT.
- J.4 Para la estimación de los anteriores factores de pérdidas se procederá de acuerdo a los siguientes pasos.
- a. Se estimarán las pérdidas técnicas medias de potencia y de energía para cada SER, a partir de los análisis de pérdidas técnicas efectuados para el diseño de sus circuitos de distribución optimizados,
 - b. Se estimarán las pérdidas totales medias de potencia y de energía de cada SER adicionando los porcentajes correspondientes de pérdidas no técnicas, de acuerdo al criterio que establezca oportunamente la CNEE.
 - c. Se estimarán las pérdidas medias totales de potencia y energía correspondientes a la DISTRIBUIDORA a partir de los correspondientes valores estimados para sus SER, ponderando los valores obtenidos para cada SER mediante las respectivas participaciones de las potencias de punta o de las energías representadas,

respecto a la potencia de punta o a la energía manejada en cada nivel de tensión en la DISTRIBUIDORA, considerada como una unidad,

- d. Se calcularán los factores de pérdidas buscados mediante la fórmula establecida en el REGLAMENTO, a partir de las pérdidas medias de potencia y de energía de eficiencia calculadas para la DISTRIBUIDORA, de acuerdo al literal anterior.

K. INFORMACION PARA EL CALCULO DEL CUADRO TARIFARIO

Para ejecutar el cálculo del Cuadro Tarifario, la CONSULTORA deberá recolectar, en la DISTRIBUIDORA y en las demás fuentes que sean del caso, la información básica necesaria y aplicar resultados obtenidos en etapas previas del ESTUDIO. A continuación se detalla la principal información de carácter básico que debe recolectar y cuales son los resultados de las etapas previas del ESTUDIO que debe aplicar:

K.1. Resultados del Estudio de Caracterización de la Carga

Con respecto a los resultados del Estudio de Caracterización de la Carga, el CONSULTOR debe obtener:

- a. Los factores de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta para MT y BT: F_{fptaMT} y F_{fptaBT} ,
- b. Los factores de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas de punta para MT y BT: F_{ptaMT} y F_{ptaBT} ,
- c. Los índices que reflejan la participación en la punta de un grupo de usuarios de comportamiento similar cuya demanda máxima simultánea se produce en horas fuera de punta para MT y BT: $Contp\ f\ de\ punta\ MT$ y $Contp\ f\ de\ punta\ BT$,
- d. Los índices que reflejan la participación en la punta de un grupo de usuarios de parecido comportamiento y cuya demanda máxima simultánea se produce en horas de punta para MT y BT: $Contp\ punta\ MT$ y $Contp\ punta\ BT$,
- e. El factor de carga medio constante de aquellos consumidores a los que no se les mide su consumo de potencia, también denominado horas de uso típicas de tarifas sin medición de potencia: NHU,
- f. Las demás características de la carga que requiera la aplicación o simulación de la propuesta tarifaria que se presente, tales como horas de uso típicas de alumbrado público y alumbrado exterior particular, etc.

K.2 Referente al mercado de la Empresa

- K.2.1 Para efectuar la simulación de la aplicación de la Propuesta Tarifaria al escenario de mercado de la DISTRIBUIDORA correspondiente a 2002, y poder comparar los

impactos tarifarios sobre las facturaciones correspondientes, debe obtener la información necesaria en la DISTRIBUIDORA, en el Administrador del Mercado Mayorista y a partir de las disposiciones vigentes, sobre tarifas de transporte. Entre esta información se destaca la siguiente

- a. Información del mercado de la DISTRIBUIDORA durante 2002, con resolución igual a su correspondiente período de facturación, mensual o bimestral. Esta incluye: número de clientes y consumos facturados de potencia y energía, según categoría tarifaria,
- b. Información sobre los costos de la electricidad adquirida por la DISTRIBUIDORA durante 2002, con resolución mensual,
- c. Información sobre los costos del sistema de transporte cancelados por la DISTRIBUIDORA durante 2002, con resolución mensual,
- d. Ultimo patrón tarifario vigente para la DISTRIBUIDORA.
- e. El precio de la potencia de punta reconocido por el Administrador del Mercado Mayorista para el cálculo del Saldo de Costo de Potencia (SCP).

K.2.2 Para efectuar la simulación de la aplicación de la Propuesta Tarifaria al escenario de mercado de la DISTRIBUIDORA esperado para el quinquenio de fijación tarifaria, debe obtener la información requerida en las fuentes que sean del caso. Se destaca la proyección del mercado de la DISTRIBUIDORA para el próximo quinquenio. Esta información incluye el número promedio de clientes y sus consumos previstos promedio para cada año del quinquenio.

K.3. Referente a las fórmulas de ajuste

Para efectuar la simulación de la aplicación de la Propuesta Tarifaria al escenario de mercado de la DISTRIBUIDORA correspondiente a 2002, y poder comparar los impactos tarifarios sobre las facturaciones correspondientes, debe obtener la información de los tipos de cambio del Quetzal con respecto al dolar americano publicados por el Banco de Guatemala y los índices de precios al consumidor publicados por el Instituto Nacional de Estadística, utilizados en las fórmulas de ajuste de la última Resolución vigente para 2002 y todos los indicadores que incluya en su Propuesta Tarifaria.

K.4. Resultados obtenidos en etapas previas del ESTUDIO

De las etapas previas del ESTUDIO realizado por el CONSULTOR, se deben utilizar los siguientes resultados:

- a. Los Valores Agregados de Distribución para MT, BT y por Cliente,
- b. Los factores de pérdidas medias de potencia en las redes de MT y BT: FPPMT y FPPBT,



- c. Los factores de pérdidas medias de energía en las redes de MT y BT: FPEMT y FPEBT,
- d. Los demás valores agregados que requiera la aplicación o simulación de la propuesta tarifaria que presente.

L. LA PROPUESTA TARIFARIA

Sobre la base de la información básica recopilada y los resultados obtenidos a lo largo del ESTUDIO que no fueran objetados por el CT, la CONSULTORA calculará cada uno de los términos del Cuadro Tarifario, en un todo de acuerdo con lo establecido en la LEY y el REGLAMENTO. Este cuadro tarifario constituirá la Tarifa Base a presentar ante la CNEE, formando parte de la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA.

Asimismo el CONSULTOR calculará la Tarifa Social a incluir en la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA, las Fórmulas de Ajuste y las Simulaciones.

L.1. Componentes de la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA

La Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA consta de las siguientes partes:

- a. Propuesta para las Tarifas Base,
- b. Propuesta para la Tarifa Social,
- c. Propuesta de Fórmulas de Ajuste para las Tarifas Base y la Tarifa Social,
- d. Simulación de la aplicación de las Propuestas Tarifarias para el escenario de mercado del año 2002,
- e. Simulación de la aplicación de las Propuestas Tarifarias para el escenario de mercado del próximo quinquenio.

L.2. Propuesta para las Tarifas Base

L.2.1 La Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA para las Tarifas Base debe contener, al menos, lo siguiente:

- a. Las Tarifas Base propuestas por la DISTRIBUIDORA, mediante la cual se concrete totalmente la propuesta de la Empresa Distribuidora. También incluirá la propuesta de tarifas que no se sustenta en el estudio del VAD, o no consideradas en el Reglamento, tales como: tarifas de alumbrado público, cargo por reconexión, etc,
- b. Un informe analítico en el cual: (i) Se sustente cada uno de los elementos considerados para la cuantificación de la Propuesta de Tarifas Base; (ii) Se detalle la fuente y los valores de la información básica utilizada y se sustente, de manera

detallada, todo procesamiento realizado a los resultados tomados del Estudio de Caracterización de la Carga. Los resultados obtenidos a lo largo de este ESTUDIO no podrán ser modificados en sus magnitudes, aunque sí procesados en el caso de que no correspondiesen exactamente a las variables explicatorias requeridas por esta etapa del ESTUDIO; (iii) Se detallen los valores adoptados para el VAD; (iv) En el caso de que existiesen divergencias entre montos propuestos por la DISTRIBUIDORA y los montos propuestos por el CT, la Propuesta Tarifaria deberá aplicar en el Informe los montos propuestos por el CT, destacar dicho aspecto y alternativamente presentar el cálculo sustentado en los otros montos; (v) Se describa la Planilla de Cálculo, y se expliciten detalladamente las formulas utilizadas de tal forma que se facilite su comprensión; (vi) Se sustenten apropiadamente aquellas tarifas que no están incluidas en el Reglamento o no se soportan en el Estudio del VAD; y (vii) Se describa el proceso seguido para llegar a la Propuesta Tarifaria.

- c. Una Planilla de Cálculo, en formato electrónico, en la cual: (i) Aparezcan claramente los datos o insumos utilizados para cuantificar las Tarifas Base; (ii) Se consigne la programación automática y electrónica de dichos datos para producir, como resultados, los valores de las Tarifas Base.
- L.2.2 La Propuesta de Tarifas Base debe ceñirse a lo dispuesto en la LEY y en su REGLAMENTO. En consecuencia, la Propuesta Tarifaria puede modificar valores o fórmulas de ajuste, pero no los lineamientos generales.

L.3. Propuesta para la Tarifa Social

- L.3.1 La Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA para la Tarifa Social debe ajustarse a lo dispuesto en la Ley de la Tarifa Social. Su inclusión dentro del presente ESTUDIO tiene por objeto posibilitar la ejecución de las simulaciones dispuestas en estos TdR, ya que dicha Tarifa Social incluye los valores propuestos por la DISTRIBUIDORA para los cargos regulados de los clientes a quienes se les aplica la Tarifa Social.
- L.3.2 La Propuesta para la Tarifa Social debe contener, al menos, lo siguiente:
- a. La Tarifa Social propuesta por la DISTRIBUIDORA, mediante la cual se concrete la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA,
 - b. Un informe analítico que la sustente y que presente y describa la correspondiente planilla de cálculo. Este informe, deberá tener similar contenido al que presentan las Tarifas Base y físicamente, puede estar incluido dentro del mismo informe.
 - c. Una Planilla de Cálculo, en formato electrónico, en la cual: (i) Aparezcan claramente los datos o insumos utilizados para cuantificar la Propuesta para la Tarifa Social; (ii) Se consigne la programación automática y electrónica de dichos datos para producir, como resultados, los valores de la Propuesta para la Tarifa Social.

L.4. Propuesta de Fórmulas de Ajuste para las Tarifas Base y la Tarifa Social

- L.4.1 Las Fórmulas de Ajuste de las Tarifas Base y de la Tarifa Social tienen por objeto incorporar, en los valores de las tarifas a ser sufragadas por los clientes regulados, las modificaciones en los costos de los insumos en que deba incurrir la DISTRIBUIDORA para la prestación del servicio de distribución eléctrica que estén fuera de su control. Se destacan los cambios en los precios de las compras de electricidad, los cambios en los costos regulados del sistema de transporte y los cambios nominales de precios que modifiquen el Valor Agregado de Distribución asociado a las redes y a los clientes.
- L.4.2. La Consultora debe tomar en cuenta para el planteamiento de sus fórmulas de ajuste los Artículos 86 del Reglamento de la Ley, y el Artículo 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, que establece el procedimiento de cálculo de costos mayoristas para el cálculo anual de tarifas.
- L.4.3 La DISTRIBUIDORA tiene libertad para proponer nuevas fórmulas de ajuste de las Tarifas Base y de la Tarifa Social, pero cumpliendo los siguientes lineamientos generales:
- a. Sólo se pueden trasladar al consumidor final los costos establecidos en el Artículo 87 del REGLAMENTO correspondientes a compra de energía y las variaciones en los componentes del Valor Agregado de Distribución.
 - b. Las modificaciones de los ingresos de la DISTRIBUIDORA provenientes de las fórmulas de ajuste relacionadas con cambios en los precios de los insumos deben, en el mediano plazo, ser neutras respecto a la remuneración neta del distribuidor. En consecuencia, todo incremento o decremento de dicha remuneración debe estar relacionado directamente con incrementos o decrementos del gasto verificable de la DISTRIBUIDORA,
 - c. Deben estar adecuadamente sustentadas en cuanto a su relación causa efecto, y en cuanto a la eficacia de la fórmula propuesta,
 - d. Deben estar soportadas en índices de precios de conocimiento público y emanados de fuentes de reconocida credibilidad.
- L.4.4 La Propuesta de Fórmulas de Ajuste para las Tarifas Base y la Tarifa Social debe contener, al menos, lo siguiente:
- a. Un informe analítico en el cual: (i) Se presente y sustente la racionalidad y la conveniencia de adoptar la fórmula propuesta; (ii) Se la analice críticamente y se la compare con la fórmula vigente; (iii) Se presente y describa las fórmulas utilizadas en la Planilla de Cálculo de las fórmulas de ajuste, con el ánimo de facilitar su comprensión. Este informe, físicamente, puede estar contenido dentro del informe analítico que presenta las Tarifas Base.

- b. Una Planilla de Cálculo, en formato electrónico, en la cual: (i) Aparezcan claramente ejemplos de datos o insumos utilizados para cuantificar los factores de ajuste producidos por las Fórmulas de Ajuste propuestas; (ii) Se consigne la programación automática y electrónica de la aplicación de dichas fórmulas de ajuste en forma tal que sea posible observar, en los resultados, el cálculo de los correspondientes factores de ajuste; (iii). las planillas electrónicas serán presentadas sin protección, para que puedan ser utilizadas o reprogramadas por parte de la CNEE, sin requerir para este efecto ninguna contraseña de desbloqueo.

L.5 Simulaciones

La Propuesta Tarifaria debe incorporar dos simulaciones de la aplicación de la Propuesta Tarifaria, una retrospectiva para el año 2002 y otra para el período de fijación tarifaria. Ambas tienen el objeto de ilustrar a la CNEE sobre el impacto que tendría la aplicación de la Propuesta Tarifaria sobre la facturación.

L.5.1. Simulación retrospectiva

La simulación retrospectiva se realizará de acuerdo con los siguientes lineamientos.

- a. Se refiere al año 2002 y su resolución es mensual,
- b. Se supone que exactamente el mismo mercado, demandas, consumos, número de clientes, etc.. Se simulará la facturación tanto con el último patrón tarifario, como con la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA. También se supone que, en ambos casos, existen los mismos costos de adquisición de electricidad y peajes u otros cargos asociados al transporte. De esta manera, la única diferencia entre las dos facturaciones está determinada por el patrón tarifario aplicado,
- c. Las Tarifas Base, Tarifa Social y Fórmulas de Ajuste a considerar son las incluidas en la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA.
- d. Se obtiene como resultado de las dos facturaciones, la efectuada con el último patrón tarifario vigente y la efectuada con la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA, la facturación mensual total para cada una de las categorías tarifarias. Los resultados se presentarán en dos matrices, una para la Propuesta y otra para el patrón vigente, en donde las columnas se asignan a las categorías tarifarias y, las filas, a los meses de 2002. Se construyen las últimas filas conteniendo la facturación anual total por categoría tarifaria,
- e. Se presentará la matriz de variaciones de la facturación mensual por categoría tarifaria. Las columnas contendrán las categorías tarifarias. Las filas contendrán los meses de 2002. Los elementos representan el porcentaje de variación de la facturación mensual calculada con la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA respecto a la facturación mensual, calculada con el último patrón tarifario vigente.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Av. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: cnee@gold.guate.net FAX (502) 366-4202

No se tendrá en cuenta el patrón tarifario que haya estado vigente en cada mes del año 2002. También se presentará el porcentaje de cambio de la última fila que se refiere a la facturación anual por categoría total,

- f. Se presentarán las dos facturaciones mensuales promedio para cada una de las categorías tarifarias correspondientes una a la Propuesta Tarifaria y la otra al patrón vigente. Se entiende como promedio, al valor que resulta de dividir la facturación mensual total de cada categoría tarifaria, entre el correspondiente número de facturas.

L.5.2. Simulación durante el próximo quinquenio

La simulación del período tarifario proyectado se realizará de acuerdo a los siguientes lineamientos.

- a. Se referirá a 5 años completos, el primero de los cuales comenzará en un mes reciente respecto a la fecha de ejecución del Estudio Tarifario. En consecuencia, no se simula el período tarifario teórico del Reglamento, que se inicia el 1 de mayo de 2003, ni el período tarifario realmente esperado, que probablemente contenga menos de 5 años, debido al atraso que existe en el proceso de estudios para sustentar las nuevas tarifas. La resolución de la simulación es trimestral para el primer año, y anual para los siguientes cuatro.
- b. Se justificarán y presentarán las proyecciones esperadas del mercado: consumos promedio anual y número promedio anual de clientes por categoría tarifaria. Deben justificarse también las variaciones en los parámetros utilizados en las formulas de ajuste.
- c. Se adoptará la previsión de crecimiento del costo de la electricidad efectuada por el Administrador del Mercado Mayorista. Si ésta no estuviese disponible, se adopta un crecimiento nominal de precios de generación del 5% por año,
- d. Se supondrá que no existirá crecimiento real de los costos regulados del transporte y, para los crecimientos nominales, se adopta un aumento igual al índice de inflación esperado para el próximo quinquenio,
- e. Se simulará la facturación del mismo mercado, consumos y número de clientes por categoría tarifaria, utilizando tanto el último patrón tarifario vigente como el de la Propuesta de la DISTRIBUIDORA. Esto supone que no existe elasticidad precio en el consumo de electricidad y tiene como único objeto, enfocar la simulación en los cambios de facturación originados en la Propuesta Tarifaria y las fórmulas de ajuste,
- g. Las Tarifas Base, Tarifa Social y Fórmulas de Ajuste a considerar son las incluidas en la Propuesta Tarifaria de la DISTRIBUIDORA.
- h. Se obtiene como resultado de las dos facturaciones, la efectuada con el último patrón tarifario vigente y la efectuada con la Propuesta Tarifaria de la

DISTRIBUIDORA, la facturación promedio anual total para cada una de las categorías tarifarias que se presenta en dos matrices, una para la Propuesta Tarifaria y otra para el último patrón tarifario vigente, en donde las columnas se asignan a las categorías tarifarias y, las filas, a los 5 años simulados.

- i. Se presentará la matriz de variaciones de la facturación promedio anual para cada categoría tarifaria. Las columnas contendrán las categorías tarifarias. Las filas contendrán los 5 años. Los elementos representan el porcentaje de variación en cada categoría tarifaria, de la facturación anual calculada con la Propuesta Tarifaria de la Empresa Distribuidora respecto a la facturación anual, calculada con el último patrón tarifario vigente.
- j. Se requiere una segunda simulación quinquenal que suponga al principio del primer año de simulación un incremento de los precios de generación del 50% y se repiten las simulaciones descritas anteriormente. Esta simulación tiene por objeto visualizar la trayectoria temporal de las facturaciones ante un cambio importante e instantáneo del costo de generación. Como resultados se presentan las tres matrices anteriormente mencionadas, las dos que contienen la facturación promedio anual por categoría tarifaria para la Propuesta y para el patrón vigente, y la matriz que muestra los incrementos porcentuales de la facturación anual.

L.5.3 La presentación de las simulaciones debe contener, al menos, lo siguiente:

- a. Un informe analítico en el cual: (i) Se presente la información básica que sustenta cada simulación; (ii) Se describa y sustente la proyección de la demanda utilizada y la evolución del número de clientes; (iii) Se presente y describa las formulas utilizadas en la Planilla de Cálculo de las simulaciones con el fin de facilitar su comprensión. Este informe, físicamente, puede estar contenido dentro del informe analítico que presenta las Tarifas Base,
- b. Una Planilla de Cálculo, en formato electrónico, en la cual: (i) Aparezcan claramente los datos o insumos utilizados para efectuar las simulaciones; (ii) Se consigne la programación automática y electrónica de las simulaciones que permita variar las hipótesis adoptadas y calcular nuevas simulaciones; (iii) las planillas electrónicas serán presentadas sin protección, para que puedan ser utilizadas o reprogramadas por parte de la CNEE, sin requerir para este efecto ninguna contraseña de desbloqueo.

Anexo I
METODOLOGIA GENERAL PARA LA DETERMINACION DE LOS SER

Los Sistemas Eléctricos Representativos, SER, de cada DISTRIBUIDORA serán determinados por la CONSULTORA para cuyo efecto adoptará la metodología que se presenta seguidamente, con el objeto de consignar los criterios y lineamientos generales para la selección de los SER. El CONSULTOR podrá apartarse de los lineamientos generales aquí considerados, a fin de tomar en cuenta otras informaciones de que disponga y que le permitan seleccionar de mejor manera los SER, fundamentando adecuadamente los criterios adoptados.

- a. Se identificarán indicadores de densidad para cada una de las zonas a partir de la información suministrada por la DISTRIBUIDORA y otras fuentes. A título de ejemplo, estos indicadores de densidad pueden ser similares a los siguientes:

- Densidad del número total de clientes servidos desde cada alimentador, respecto a la longitud total de la red de distribución energizada por cada alimentador, $DNLT$:

$$DNLT = \frac{N_{dp}}{kmMT_{dp} + kmBT_{dp}}$$

- Densidad del número total de clientes servidos en BT desde cada alimentador, respecto a la longitud de la red de BT, $DN_{BT}L_{BT}$.

$$DN_{BT}L_{BT} = \frac{N_{BTdp}}{kmBT_{dp}}$$

- Densidad de la potencia total entregada por cada alimentador, respecto a la longitud total de la red de distribución servida desde cada alimentador, $DPLT$:

$$DPLT = \frac{kW_{dp}}{kmMT_{dp} + kmBT_{dp}}$$

- Densidad de potencia entregada a la red de MT respecto a la longitud de la red de MT servida desde cada alimentador, $DPLMT$:

$$DPLMT = \frac{kW_{dp}}{kmMT_{dp}}$$

- b. Se efectuará un calculo aproximado de valores de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para cada uno de los SER, y se efectuará un procedimiento de regresión lineal múltiple, en el que se identificarán los índices que explican la variación del VNR. Debe demostrarse la validez del modelo de regresión utilizado.
- c. Se calculará la matriz de correlación y, si en ella se identifican grupos de indicadores altamente correlacionados, se eliminan los que posean mayor error de medición, manteniendo los que se consideren preferibles desde el punto de vista

técnico. Al culminar este proceso, quedarán seleccionados de manera definitiva los indicadores de densidad que se van a utilizar

- d. Se calculan los valores de todos los indicadores de densidad seleccionados, para todos los alimentadores,
- e. Se estandarizarán los valores de los indicadores finalmente seleccionados, restando a cada uno el valor promedio del respectivo indicador y dividiendo la diferencia, por la correspondiente desviación estándar,
- f. Utilizando el procedimiento de análisis de conglomerados (Cluster Analysis), se agruparán por Zonas todos los alimentadores. El número de Zonas se estima inicialmente y de manera preliminar, entre 3 y 5. Luego de haber efectuado los distintos agrupamientos, se seleccionará definitivamente el número de Zonas adoptando aquel que permita la mejor caracterización de los conglomerados estudiados. El análisis de conglomerados permitirá agrupar los alimentadores más parecidas dentro de cada Zona y, simultáneamente, identificar Zonas muy diferentes entre sí¹.
- g. El CONSULTOR seleccionará como SER aquellos alimentadores de cada Zona que considere que son los más representativos de cada Zona por poseer sus variables cercanas al centro de gravedad de cada Zona y, además, por carecer a juicio de la CONSULTORA de condiciones muy específicas, que no hayan podido ser capturadas mediante el análisis de conglomerados, que las inhabiliten para representar adecuadamente a los demás elementos de cada Zona.
- h. Las características y número de los alimentadores que conformarán los SER lo definirá el CONSULTOR teniendo en cuenta los siguientes criterios: (a) que deberá ser mayor, cuando mayor diversidad exista entre los elementos de cada conglomerado; (b) que deberá ser suficiente para poder estimar con una precisión razonable, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la DISTRIBUIDORA, con un margen de error inferior al 6%; (c) que deberá ser suficiente para estimar con precisión razonable el nivel de las pérdidas y el grado de confiabilidad de cada SER.
- i. La CONSULTORA informará a la CNEE la selección de los SER mediante la identificación concreta de los alimentadores que los conforman. También informará la zonificación adoptada mediante la asignación de cada una de los alimentadores de la Distribuidora a cada una de las Zonas.
- j. La CONSULTORA consignará la zonificación definida para la DISTRIBUIDORA, ya sea en planos topográficos que contengan toda el área por ella servida, o en el SIG, según sea el caso. Cada una de las Zonas contendrá el conglomerado total

¹ Cada alimentador (individuo) está caracterizado por un número finito de indicadores de densidad (variables). Al asignar cada alimentador a una Zona determinada, el método minimiza la distancia euclidiana entre las variables que caracterizan a cada alimentador, y maximiza la distancia euclidiana entre los centros de gravedad (variables promedio) de las Zonas.



de sus respectivos alimentadores, conglomerado que no necesariamente estará conformado por áreas geográficas conexas.

ANEXO II

La información básica que se empleará en el desarrollo del ESTUDIO debe reunir diferentes niveles de detalle, el requerido para que la CONSULTORA determine los SER, el requerido para efectuar los diseños de los SER y el requerido para analizar la DISTRIBUIDORA como una unidad. La DISTRIBUIDORA será responsable de conseguir o elaborar la documentación indicada y ponerla a disposición de la CONSULTORA y de la CNEE.

El siguiente listado detalla la principal información de carácter básico que deberá emplear la CONSULTORA para determinar los SER, información que puede ser ampliada mediante la solicitud de información adicional, o mediante la consideración de otra información disponible en la DISTRIBUIDORA y eventualmente en la CNEE.

1. Potencia en punta suministrada a la red, por cada uno de los alimentadores a la hora en que se presentó la máxima demanda de potencia de la DISTRIBUIDORA el 9 de abril de 2002 (día denominado dp) que fue cuando ocurrió la máxima demanda del año estacional del Mercado Mayorista.
2. Potencia en punta entregada por cada una de los alimentadores a la hora de máxima demanda durante el día dp. Adicionalmente se debe enviar la potencia de punta de cada alimentador en el periodo comprendido del 1 de mayo de 2001 al 30 de abril de 2002.
 - a. Número total de clientes vinculados a cada alimentador, incluidos Grandes Usuarios y Comercializadores, discriminado entre clientes servidos en MT y los servidos en BT, durante el día dp.
 - b. Longitud, expresada en km, de las redes de MT y de BT existentes el día dp asociadas a cada alimentador.
3. El siguiente listado adiciona otra información de carácter básico requerida para el diseño y modelación de los SER. Este listado también puede ser ampliado para incluir la información que requiera razonablemente la CONSULTORA para modelar adecuadamente los SER.
 - a. Demanda máxima de cada alimentador que transita por MT y la que se vende en BT coincidente con la punta, de tal forma que sea posible realizar un balance de potencias de punta entregadas y suministradas en los niveles de MT y BT que permita calcular los VAD unitarios de MT y BT para cada SER.
 - b. Potencia de punta demandada en el área geográfica de cada uno de los alimentadores que conforman los SER y a nivel global de la DISTRIBUIDORA, durante los 5 años históricos comprendidos entre el 9 de abril de 1997 y el 9 de



abril de 2002. Estas demandas serán estimadas por la CONSULTORA a partir de las potencias de punta entregadas históricamente, efectuando las correcciones que sean del caso para considerar los cambios que hayan existido en los sistemas eléctricos que abastecieron dichas áreas.

- c. Distribución de las cargas eléctricas dentro de cada alimentador primario perteneciente a cada uno de los seleccionados como SER, que permita efectuar la optimización de la red de MT y de BT del correspondiente SER. Dependiendo de la información disponible para la BT se definirá el diseño de la totalidad de la red de BT del respectivo SER, o la aproximación mediante el diseño de redes de BT tipo,
 - d. La información restante que permita proyectar la potencia de punta demandada en el área geográfica de cada uno de los SER y a nivel global de la DISTRIBUIDORA, durante los próximos 5 años, contados a partir del 9 de abril de 2002, en el caso de que existan elementos convincentes que permitan suponer que esta proyección se apartará de la proyección puramente tendencial.
 - e. Flujos de potencia máxima en punta en MT y BT de cada uno de los alimentadores que conforman los SER, que permitan dimensionarlos adecuadamente.
 - f. Cartografía, ya sea en planos topográficos o en Sistemas de Información Geográfica (SIG) de formato electrónico, para las áreas que se determine como Sistemas Eléctricos Representativos (SER); esta información deberá estar contenida en planos con escala adecuada, o en SIG con resolución suficiente, como para que permita efectuar correctamente los diseños eléctricos de los SER.
 - g. Otra información relacionada con los SER y que pueda incidir en el diseño de sus sistemas eléctricos eficientes o en sus costos directos de inversión, que sean adecuadamente explicados al nivel de cada SER.
4. La siguiente lista contiene la principal información básica que se requiere referente a la DISTRIBUIDORA:
- a. Toda la información relacionada con los recursos utilizados, en cantidades y precios, que tienen que ver con la administración, planificación y dirección general de la DISTRIBUIDORA que determinen los costos de la dirección superior de la DISTRIBUIDORA, los costos indirectos y los costos compartidos.
 - b. El monto de los ingresos percibidos del Programa de Electrificación Rural y fecha del respectivo desembolso, hasta la fecha de realización del estudio. En caso la Distribuidora optara por elegir realizar el estudio para la totalidad de la red, no será necesaria la presentación de esta información.



ANEXO III

La Ley General de Electricidad reconoce la dificultad de ampliar la cobertura de electricidad cuando las empresas de distribución pertenecen al sector privado. Por esta razón, en su artículo 47, dispone que: "El Estado podrá otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública, que se desarrollen fuera de la zona territorial delimitada. Los recursos que otorgue el Estado serán 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 el adjudicatario, el que se obliga a mantenerlas en perfectas condiciones de uso". Dentro de este contexto, el Gobierno de Guatemala, adoptó al Programa de Electrificación Rural (PER) como parte de la Estrategia de Reducción de la Pobreza aprobada a fines de 2001.

El objetivo general del PER es mejorar las condiciones de vida de la población de menores recursos económicos y aumentar la productividad de las comunidades rurales mediante la mejora y ampliación de la cobertura del servicio eléctrico, promoviendo la equidad social y contribuyendo a la estrategia de la reducción de la pobreza.

El PER es un programa integral de inversiones en distribución y en la transmisión que resulta indispensable para ampliar la cobertura a 280.639 nuevos clientes y mejorar el servicio, especialmente en comunidades rurales de bajos recursos económicos. Para la ejecución del PER, el Gobierno de Guatemala constituyó un Fideicomiso por US\$333.6 millones, de los cuales US\$182.7 millones se asignaron para obras de distribución rural y US\$150.9 millones para las obras de transmisión requeridas para soportar el crecimiento de las redes de distribución.

Como parte del proceso de privatización, la responsabilidad de ejecutar las obras financiadas con el Fideicomiso quedó a cargo de DEORSA y DEOCSA. La supervisión de la correcta ejecución del PER está a cargo de un Comité Técnico formado por un representante del Ministerio de Energía y Minas, uno del INDE y otro de las Distribuidoras, así como por el Supervisor, persona natural o jurídica nombrada por el Comité Técnico. Los desembolsos del PER iniciaron en 1999 y se espera que culminen, a más tardar, en el 2006.

Hasta fines del 2001, el Fideicomiso creado para la ejecución del PER recibió US\$169,2 millones de los US\$333,6 millones previstos. Los recursos recibidos incluyen: US\$101 millones provenientes de la venta del 80% de las acciones de DEORSA y DEOCSA, US\$6 millones de la venta de un 5% adicional de acciones en las distribuidoras, US\$51 millones aportados por el Gobierno mediante bonos emitidos por la República de Guatemala, y aproximadamente US\$11 millones de intereses generados por el Fideicomiso. Los US\$164,4 millones de recursos faltantes para completar el financiamiento del PER provendrían de: US\$52 millones de una operación que el Gobierno de Guatemala está negociando con el Banco Centroamericano de Integración Económica para financiar algunas de las obras de transmisión del PER, US\$14,8 millones de recursos de la venta de acciones adicionales del gobierno en las distribuidoras, US\$90 millones de un



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: cnee@gold.guate.net FAX (502) 366-4202

préstamo en trámite con el BID, y US\$7 millones de intereses adicionales generados por los depósitos del fideicomiso.

Entre 1999 y el 2001 por concepto de obras de distribución se desembolsaron US\$65,5 millones, que permitieron conectar 100.657 nuevos clientes en 908 comunidades. Igualmente se desembolsaron US\$40,2 millones para la construcción de 18 líneas de transmisión y de 20 subestaciones las cuales tienen diversos niveles de avance.

Notifíquese

Dada en la ciudad de Guatemala el veintiocho de octubre de dos mil dos.

Ing. Sergio Velásquez
Secretario