



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Resolución CNEE-104-2018

Guatemala, 18 de mayo de 2018

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 4, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones a los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias y definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 6, define, entre otros, al Adjudicatario, como la persona individual o jurídica a quien el Ministerio otorga una autorización para el desarrollo de las obras del transporte y distribución de energía eléctrica y que está sujeto al régimen de obligaciones y derechos que establece la citada Ley; al Distribuidor, como la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica; y como Servicio de Distribución Final, el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobador por la Comisión.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 59, estipula que están sujetos a regulación, entre otros, los precios del suministro de energía eléctrica que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; mientras que el artículo 60 de dicho cuerpo normativo establece que los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de construcción de empresas eficientes.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 61 y 76, preceptúa que las tarifas a usuarios del servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión estructurando un conjunto de tarifas para cada Adjudicatario, a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución estructurándolas de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector; tarifas que deberán reflejar, en forma estricta, el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 73, entre otras estipulaciones, establece que la anualidad constante del costo de capital, correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente, será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. Adicionalmente, la citada Ley, en los artículos 74 y 75,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

entre otras consideraciones, establece que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, conforme al procedimiento contenido tanto en la Ley como en el Reglamento de la misma; que la Comisión revisará los estudios efectuados y podrán formular observaciones a los mismos. Por su parte, en el artículo 77, de dicha ley, se estipula que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 95, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cada cinco años fijará tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años. Así mismo, en el artículo 98 de dicho Reglamento se determina que, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de la empresa consultora especializada; razón por la cual, para el caso específico del estudio del VAD de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, a la que podrá denominarse indistintamente la "Distribuidora", la Comisión le emitió los correspondientes Términos de Referencia -TDRs-, por medio de las resoluciones CNEE-176-2017, de fecha veintisiete de julio de dos mil diecisiete y CNEE-266-2017, de fecha diecinueve de diciembre de dos mil diecisiete. Siguiendo con el artículo citado, cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes, con lo cual el Distribuidor, a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidas las observaciones.

CONSIDERANDO:

Que Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, con fecha veintisiete de marzo de dos mil dieciocho remitió a esta Comisión mediante nota identificada como VAD-28-2018, el Estudio Tarifario, con el objeto que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica analice el contenido del mismo, de conformidad con los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución y la normativa legal vigente; análisis que se encuentra contenido en el dictamen técnico identificado como GTTE-Dictamen-596, elaborado por la Gerencia de Tarifas de esta Comisión, el cual obra dentro del expediente identificado como GTTA-17-34.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en los artículos 4, 6, 59, 60, 61, 71, 74, 75, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, y los artículos 80, 82, 83, 92, 93, 95, 97, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

RESUELVE:

- I. Declarar improcedente el Estudio Tarifario presentado por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima y formular las observaciones contenidas en el dictamen técnico identificado como GTTE-Dictamen-596, las cuales se adjuntan, como anexo a la presente resolución.
- II. Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, a través de la empresa consultora, deberá analizar y atender las observaciones formuladas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y efectuar las correcciones y ajustes al estudio mencionado en el numeral anterior, debiendo enviarlo nuevamente a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, dentro del plazo de quince (15) días de recibidas las observaciones notificadas en la presente resolución.
- III. La Consultora de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, deberá atender únicamente las observaciones que se consignan en el anexo de la presente resolución; por lo que, no podrá incorporar cambios, ampliaciones, modificaciones o adiciones a sus informes, modelos, memorias de cálculo y demás documentación de soporte, que no sea objeto de observación en el referido anexo.

Notifíquese.-

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos
Presidente

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco
Director



Ingeniero Julio Baudilio Campos Bonilla
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Anexo de la Resolución CNEE-104-2018 **Observaciones al Informe de Etapa G.1 – Estudio Tarifario** **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA)**

Etapa A.1 – Proyección de la Demanda

1. Metodología y resultados de la proyección de la demanda de la Categoría BTS

En el numeral 2.3.1 de los Términos de Referencia (TDRs), se establece: "...la selección del modelo econométrico más adecuado estará basado en los resultados obtenidos del conjunto de Estadísticos de Precisión (Error Absoluto y Porcentual de la Media "MAD y MAPE", Error Cuadrático de la Media "MSE", Raíz del Error Cuadrático de la Media "RMSE") para un horizonte de proyección de n períodos. Se deberá seleccionar aquel modelo que permita minimizar el conjunto de los estadísticos de precisión, entre las distintas alternativas consideradas. Una vez seleccionado el modelo de proyección cuyos resultados arrojen el menor error, éste deberá ser validado o confrontado mediante la utilización de un tercer estudio analítico..."

Sin embargo, los resultados presentados por el Consultor de la Distribuidora, en el Estudio del Valor Agregado de Distribución (en adelante Estudio Tarifario o EVAD), arrojan tasas de crecimiento de energía que a criterio de esta Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE o Comisión) son significativamente bajas, al ser comparadas con los valores históricos de compras y ventas de energía mensuales, durante el periodo 2006-2016, tal y como se demostrará en los siguientes párrafos.

Adicionalmente, haciendo referencia al informe presentado por el Consultor de la Distribuidora, página 1, párrafo 4to.: "*En otras palabras, el crecimiento de los consumos atendidos por la distribuidora está desacelerado, inclusive notoriamente, lo cual la empresa observa cuando compara sus actuales estadísticas comerciales mensuales con la evolución durante iguales periodos del año 2016*".

El anterior texto se contradice con los datos históricos de ventas de energía por tarifa de la Distribuidora, presentados en el archivo Excel "EEGSA - Módulo A1 – Demanda.xlsx", hoja "Datos Modelo". Por ejemplo, tomando en consideración el periodo histórico de 10 años (2006-2016), dividido en quinquenios, 2006-2011 y 2011-2016, se puede observar que la tasa de crecimiento real de los consumos del segundo quinquenio se duplica con relación a la del primero. Igualmente, al ampliar el alcance de la serie histórica en análisis, tomando el período desde el 2004 al 2016, se observa que la tasa de crecimiento total de la EEGSA propuesta por el Consultor (2.4%), no representa la realidad de la Distribuidora, ya que, para dicho período, se observa como resultado un valor de 2.8%. Lo indicado se observa en la siguiente tabla:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Descripción	Tasa promedio anual del quinquenio 2006-2011	Tasa promedio anual del quinquenio 2011-2016	Tasa promedio anual del período 2004-2016
EEGSA TOTAL	1.7%	3.9%	2.8%

Complementariamente, al verificar el histórico de compras de energía de la distribuidora para los últimos 8 años se observa lo siguiente:

Mes / Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero (kWh)	237,759,691	242,653,753	244,773,763	252,722,882	258,877,343	262,098,715	268,138,549	283,894,597
Febrero (kWh)	218,141,958	224,908,447	225,316,252	241,677,150	237,528,946	243,410,747	248,338,119	271,311,494
Marzo (kWh)	241,377,800	250,109,362	250,150,957	258,041,080	254,635,343	271,937,808	278,796,554	291,002,208
Abril (kWh)	232,170,994	239,684,343	238,972,328	243,479,057	260,832,303	258,931,753	270,234,122	291,703,895
Mayo (kWh)	241,815,782	244,965,350	256,177,063	262,850,840	265,053,695	273,055,125	281,974,008	301,275,224
Junio (kWh)	233,115,142	235,709,012	244,309,151	249,540,224	254,324,200	262,364,203	273,791,591	283,808,541
Julio (kWh)	244,182,374	244,618,660	250,404,226	258,983,144	263,906,631	275,634,491	285,643,845	291,302,512
Agosto (kWh)	242,738,933	244,941,024	255,317,365	260,855,517	263,251,530	271,220,504	287,791,341	297,420,346
Septiembre (kWh)	240,090,522	237,128,066	246,870,684	250,429,305	255,861,832	263,867,411	277,763,784	285,896,750
Octubre (kWh)	248,229,855	241,904,587	252,344,615	263,071,888	269,387,007	272,682,584	290,338,586	296,351,964
Noviembre (kWh)	236,725,052	235,843,973	246,167,652	248,443,031	256,285,081	260,398,566	280,211,218	286,747,843
Diciembre (kWh)	247,315,571	242,784,092	255,425,956	257,140,636	263,239,368	270,674,297	288,535,381	297,963,305
Total Anual (MWh)	2,863,664	2,885,251	2,966,230	3,047,235	3,103,183	3,186,276	3,331,557	3,478,679
Crecimiento (%)		0.7%	2.7%	2.7%	1.8%	2.6%	4.4%	4.2%

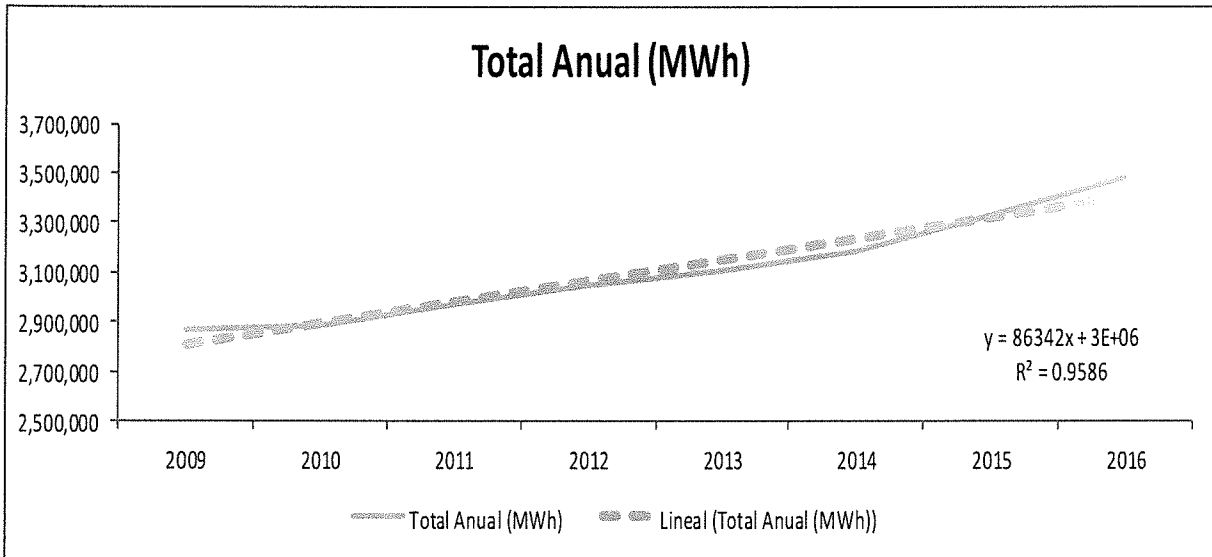
Fuente: Ajustes trimestrales

2.82%	Crecimiento 2009-2016
3.24%	Crecimiento 2011-2016



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002



Como se puede observar, la tendencia en las compras de energía de la distribuidora indica que hay un alza en los últimos años (2015 y 2016), y que en promedio esta tasa de crecimiento de compras de la Distribuidora (4.3%) es mayor a la tasa propuesta por el Consultor de la Distribuidora en su Estudio (2.4%). Una tasa de crecimiento como la propuesta del 2.4% en energía total facturada, en comparación con la tendencia al alza en las compras de energía, solo sería entendible si se espera que las pérdidas aumenten lo cual sería incongruente con los planes de reducción de pérdidas de la distribuidora y con la realidad que se observa actualmente.

Por otro lado, al analizar el comportamiento específico de los usuarios Residenciales (BTS y BTSS) y la evolución histórica de la energía facturada en estas categorías tarifarias, se observa que las tasas proyectadas por el Consultor de la Distribuidora son bajas (1.3%), lo cual se considera un comportamiento poco consistente y congruente con la historia y con las perspectivas macroeconómicas del país:

Descripción	Tasa quinquenio 2006-2011	Tasa quinquenio 2011-2016	Tasa propuesta 2016-2021
Residenciales (BTS y BTSS)	1.5%	3.7%	2.5%

a) De acuerdo con las proyecciones del Fondo Monetario Internacional (FMI), las previsiones del PIB en Guatemala para los próximos años son las siguientes:

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PBI (Q billones, precios constantes)	240.707	247.928	255.986	264.945	275.013	285.738	297.168	309.055
% de cambio	4.15	3.00	3.25	3.50	3.80	3.90	4.00	4.00

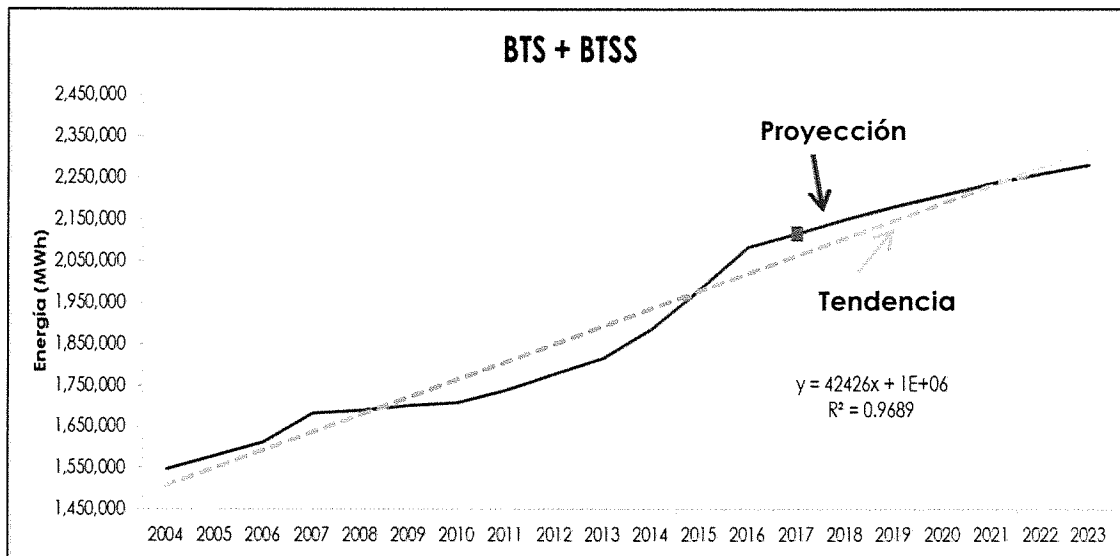
Fuente: www.imf.org



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- b) El crecimiento del consumo de las tarifas BTS (BTS + BTSS) del periodo histórico 2004-2016, de 2.5% anual, fue superior al proyectado de 1.3%.
- c) El proponer una tasa de crecimiento de un 1.3% para estas tarifas, presupone una caída significativa de los consumos unitarios BTS. Sobre la base histórica de consumos de diversas distribuidoras de la región latinoamericana, las reducciones de los consumos unitarios no se sostiene permanentemente sino que duran a lo más unos pocos años, máximo un quinquenio. Ni la instalación de paneles solares, ni la eficiencia energética por la sustitución de luminarias y artefactos eléctricos, ni el cambio de conductas, alcanzan para revertir la tendencia para el incremento de los hábitos eléctricos en el uso domiciliario.
- d) A continuación se muestra la situación histórica y proyectada por EEGSA, que permiten visualizar la relativa inconsistencia de las previsiones propuestas:



OBSERVACIÓN:

Por lo tanto, se requiere que el Consultor de la Distribuidora evalúe nuevamente los modelos y se readecuen de manera que represente lo mejor posible la realidad del crecimiento de las ventas totales anuales de energía de la Distribuidora, observado durante los últimos años (2011-2016).

En cumplimiento del numeral 2.3.1 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora que adecue la propuesta de crecimiento de la demanda de la Distribuidora, de manera que la misma sea acorde y congruente a las tendencias históricas y comportamiento del crecimiento de la demanda de las categorías tarifarias de la distribuidora, de acuerdo a lo expuesto anteriormente.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Etapa A.2 – Proyección Espacial de la Demanda

2. Trazabilidad de la información

Los Términos de Referencia en el numeral 1.6.3 (informes de Etapa), establece que "Los informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.

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

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos, etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos de acuerdo a las características de cada Etapa y a la información utilizada por el Distribuidor".

Sin embargo, al tratar de auditar las memorias de cálculo, en algunos casos no fue posible acceder o no estaban contenidas dentro de la documentación presentada. Por ejemplo: No se puede determinar cómo efectuó el cálculo de las cuadrículas (la energía y la densidad por cuadrícula) ya que se encuentran pegados:

Bloque	CoordX	CoordY	Ancho	Usuarios	Energía anual consumida kWh/año	Densidad BT MW/km ²	Zona	Potencia ingresada a BT MW
COD07442001610600	744200	1610600	400	503	5,748,076.39	6.79	1-MAD Alta	1.087
COD07666001613400	766600	1613400	400	318	5,987,208.87	6.31	1-MAD Alta	1.009
COD07670001613000	767000	1613000	400	890	6,455,693.94	7.78	1-MAD Alta	1.245
COD07670001614600	767000	1614600	400	236	6,660,250.98	7.51	1-MAD Alta	1.202
COD07674001613400	767400	1613400	400	758	5,326,172.91	6.42	1-MAD Alta	1.027
COD07674001613800	767400	1613800	400	791	5,397,935.70	6.51	1-MAD Alta	1.041
COD07674001616200	767400	1616200	400	387	5,923,060.87	6.36	1-MAD Alta	1.018
COD07674001616600	767400	1616600	400	551	5,924,374.09	6.63	1-MAD Alta	1.061
COD07674001619000	767400	1619000	400	2107	5,017,343.77	6.06	1-MAD Alta	0.970
COD07678001615000	767800	1615000	400	763	7,517,741.39	8.64	1-MAD Alta	1.383
COD07678001615400	767800	1615400	400	960	11,049,520.24	12.56	1-MAD Alta	2.009
COD07678001615800	767800	1615800	400	867	5,632,056.81	6.68	1-MAD Alta	1.068
COD07678001616200	767800	1616200	400	773	8,755,857.13	10.25	1-MAD Alta	1.639
COD07678001619400	767800	1619400	400	826	6,291,874.77	7.16	1-MAD Alta	1.146
COD07678001619800	767800	1619800	400	1026	9,434,998.07	10.95	1-MAD Alta	1.752
COD07678001620200	767800	1620200	400	1068	5,941,710.17	6.81	1-MAD Alta	1.089
COD07682001615000	768200	1615000	400	967	8,067,415.58	9.44	1-MAD Alta	1.510
COD07682001615400	768200	1615400	400	862	9,823,682.43	11.32	1-MAD Alta	1.811
COD07682001615800	768200	1615800	400	515	8,280,515.94	9.43	1-MAD Alta	1.508
COD07690001614200	769000	1614200	400	691	5,525,316.89	6.45	1-MAD Alta	1.032
COD07698001613400	769800	1613400	400	979	7,798,443.55	9.25	1-MAD Alta	1.481
COD07698001613800	769800	1613800	400	768	5,518,710.29	6.05	1-MAD Alta	0.968
COD07385001582900	738500	1582900	200	244	1,124,616.24	5.42	2-AD Alta	0.217
COD07385001583100	738500	1583100	200	99	697,888.52	3.17	2-AD Baja	0.127

Archivo: "EEGSA – Sustento Distribución Espacial Demanda – 2016.xlsx"



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 1.6.3 de los Términos de Referencia (TDRs):

- a. Etapa A2: Se requiere al Consultor de la Distribuidora que envíe, sin excepción alguna, todas las memorias de cálculo utilizadas para que la Comisión pueda fiscalizar fehacientemente el cálculo de cada una de las cuadrículas y la determinación de su demanda máxima por nivel de tensión para definir cada una de las densidades; con lo anterior se deberá incluir la memoria de cálculo de los escenarios con y sin cargas singulares; de lo contrario, la Comisión se verá imposibilitada de darle validez a los resultados presentados por el Consultor de la Distribuidora.
- b. Etapa D: Se requiere que el Consultor de la Distribuidora entregue, sin excepción, todo el sustento y memorias de cálculo explícitamente desarrolladas con las bases de datos relacionadas y trazables de todos los resultados presentados en el informe de Etapa D, específicamente la trazabilidad del archivo "EEGSA - Etapa D - Balances E&P 2016.xlsx", hojas "Pérdidas en Acometidas" y "Pérdidas en Medidores", de lo contrario, la Comisión se verá imposibilitada de darle validez a los resultados presentados por el Consultor de la Distribuidora. En cuanto a la validación de las pérdidas de los medidores que propone el consultor, enviadas mediante la nota VAD-38-2018, se solicita que esta documentación sea entregada en conjunto con el informe G2, con todo el sustento y memorias de cálculo explícitamente desarrollados.
- c. Etapa E: Se requiere que el Consultor de la Distribuidora entregue el archivo "Detalle Mensual de Gestión de Cobro 2016v2.xlsx", al cual se hace referencia el archivo "Modelo Costos Explotación EEGSA.xlsx".

Etapa B- Valores Eficientes de Referencia

3. Determinación de Costos de Mano de Obra

Los Términos de Referencia en su numeral 3.2.2., claramente establecen que: "Los valores eficientes que se reconocerán para mano de obra, construcción, operación y mantenimiento, corresponderán a valores de mercado que una empresa eficiente debería pagar. Para el efecto, la Distribuidora deberá utilizar encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea. Los resultados que se utilizarán de estas encuestas salariales **corresponderán a los valores promedios totales obtenidos...**" y en su numeral 3.2.3., establecen que: "Dentro de los costos del personal de **los servicios que se tercerizan** (contratistas y subcontratistas) de construcción, operación, mantenimiento y otros, **no se incluirán los beneficios considerados en los pactos colectivos de condiciones de trabajo del personal propio de la Distribuidora**".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE o Reglamento), en sus artículos 83, 84, 85 y 97, establece que:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia"

Por su parte, la Ley General de Electricidad (LGE), en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73 establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, los costos de Mano de Obra propuestos por el Consultor de la Distribuidora para cada uno de los integrantes de la cuadrilla de acuerdo a las funciones que realizan y los salarios ofertados públicamente por la Distribuidora, para contratar profesionales y técnicos especializados, no corresponden a los criterios de eficiencia requeridos en los TDRs y en la regulación vigente, tal y como se explica a continuación:

Las equivalencias de los integrantes de la cuadrilla, presentadas por el Consultor de la Distribuidora utilizando la encuesta elaborada por Price Waterhouse Coopers (PWC) con el percentil 50, son las siguientes:

Puesto Cuadrilla	Puesto PWC	Descripción del Puesto PWC
Jefe de Cuadrilla	Supervisor de Mantenimiento	Dirige y coordina continuamente el trabajo desarrollado por un grupo de trabajadores que llevan a cabo el mantenimiento de maquinaria, vehículos, equipos y/o instalaciones.
Capataz (Liniero de primera)	Técnico especializado	Realiza reparaciones y/o da mantenimiento en la técnica de su dominio a maquinaria, vehículos y equipo. Realiza trabajos de reparación o mantenimiento complejos que requieren de lectura de planos y conocimientos técnicos.
Operario (Liniero de segunda)	Mecánico Industrial	Examina la maquinaria y los equipos mecánicos complementarios que presentan irregularidades, para descubrir sus defectos y fallos y realiza los ajustes y correcciones necesarios. También puede ayudar en el perfeccionamiento, construcción, montaje, mantenimiento y reparación de instalaciones y equipo eléctrico. Corrige desperfectos y fallas de carácter general de maquinaria y equipos de índole industrial.
Peón (Liniero de tercera)	Auxiliar General de Mantenimiento	Ayuda al personal técnico en el desarrollo de las labores de mantenimiento de maquinaria, equipo e instalaciones.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Bodeguero	Asistente de Bodega	Colabora con el Jefe de Bodega en las labores administrativas de las bodegas como son el control de las existencias, distribución de los artículos almacenados, elaboración de informes de rotación de materiales, etc. Es quién asume la responsabilidad del almacén en ausencia del Jefe de Bodega.
Operador de vehículos pesados	Operador de Equipo pesado	Atiende, acciona, conduce y vigila máquinas especializadas para trabajos agrícolas, forestales o industriales. Se incluye en esta categoría maquinaria de movimiento de tierras, aparatos elevadores y equipos similares utilizados para desplazar materiales y mercancías pesadas.
Lector	Facturador	Emite las facturas de los productos o servicios que expende la empresa a los clientes. Mantiene actualizada la lista de precios y evacua consultas sobre las facturas a los clientes.
Mensajero (reparto de facturas)	Mensajero	Realiza los mandatos rutinarios, principalmente de las oficinas administrativas, relacionadas con retiro y distribución de correspondencia y documento.
Operador de poda	Asistente de Mantenimiento	Realiza labores asistenciales en cualquiera de las siguientes áreas: - Mecánica automotriz - Mecánica de precisión - Electricidad - Soldadura - Enderezado y pintura.

Los costos mensuales y horarios obtenidos por el Consultor de la Distribuidora, son los que se presentan a continuación:

Item	COD.PWC 2017	RUBRO PWC 2017	Encuesta PWC 2017	Qz/mes		Prestaciones	Costo laboral	Margen Contr	Costo Empresa	Costo Empresa	USD/mes	USD/hora
				PSO-Boni	PSO							
1	350022	Supervisor de Mantenimiento	Nacional	8,890	8,640	3,504	12,144	3,696	15,841	2,082.86	12.11	
2	350060	Técnico Especializado	Nacional	5,820	5,570	2,348	7,918	2,410	10,328	1,358.01	7.90	
3	350085	Mecánico Industrial	Nacional	4,450	4,200	1,832	6,032			3,034.56	6.01	
4	350092	Auxiliar General de Mantenimiento	Nacional	3,825	3,575	1,437	5,172			886.97	5.16	
5	380070	Asistente de Bodega	Nacional	4,343	4,093	1,792	5,885			1,009.34	5.87	
6	360083	Operador de Equipo Pesado	Nacional	3,195	2,945	1,359	4,304			758.15	4.29	
7	360079	Facturador	Nacional	4,335	4,085	1,789	5,874			1,007.38	5.86	
8	260082	Mensajero	Nacional	3,683	3,433	1,543	4,975			853.32	4.96	
9	350086	Asistente de Mantenimiento	Nacional	3,400	3,150	1,437	4,587	1,396	5,982	786.62	4.57	

Etap B - 0.01 Costo de Mano de Obra C, O&M EEGSA 2016.xlsx

No obstante lo anterior, en los siguientes cuadros se observa que los salarios mensuales ofertados por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. y sus contratistas, para las mismas posiciones propuestas por el Consultor de la Distribuidora para la conformación de la cuadrilla, son inferiores:

1.7



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002



TODOS SOMOS PARTE DE UNA GRAN CONEXIÓN

INVITACIÓN A PARTICIPAR EN PROCESO DE SELECCIÓN

Proceso: Ingeniero de Construcción de Líneas

Fecha de cierre de inscripción: 24 de septiembre de 2015

Con sus conocimientos, experiencias, capacidades y aptitudes, cada colaborador de EECOSA assume los retos de la organización y es el mejor testimonio de la dinámica de la empresa.

Conscientes de la importancia que el talento humano tiene para la organización, se diseñan y realizan los procesos de selección, mediante los cuales se busca atender necesidades específicas de las dependencias y generar una oportunidad para el desarrollo humano y organizacional, en un contexto de transparencia.

Le recomendamos leer detenidamente esta invitación, en caso de estar interesado y cumplir con los requisitos que aquí se especifican, vaya a nuestro website www.cnee.gob.gt y visite la sección "Trabaja con nosotros", allí encontrará la "Hoja de inscripción" que deberá llenar por completo y enviarla al correo electrónico talento@eecosa.net.

Descripción del cargo	
Cargo:	Ingeniero de Construcción de Líneas
Dependencia:	Unidad de Construcción de Líneas
Tipo de vinculación:	Término no fijo
Salario:	Q. 6,123.00 + Q5,125.00 de bonificación
Beneficios:	Beneficios adicionales a los de ley
Número de plazas:	(3)
Horario y jornada:	Horario de 7:30 a 14:00 horas



TODOS SOMOS PARTE DE UNA GRAN CONEXIÓN

INVITACIÓN A PARTICIPAR EN PROCESO DE SELECCIÓN

Proceso: Supervisor de Obra Civil


Fecha de cierre de inscripción: 20 de febrero de 2016

Con sus conocimientos, experiencias, capacidades y aptitudes, cada colaborador de EECOSA assume los retos de la organización y es el mejor testimonio de la dinámica de la empresa.

Conscientes de la importancia que el talento humano tiene para la organización, se diseñan y realizan los procesos de selección, mediante los cuales se busca atender necesidades específicas de las dependencias y generar una oportunidad para el desarrollo humano y organizacional, en un contexto de transparencia.

Le recomendamos leer detenidamente esta invitación, en caso de estar interesado y cumplir con los requisitos que aquí se especifican, vaya a nuestro website www.cnee.gob.gt y visite la sección "Trabaja con nosotros", allí encontrará la "Hoja de inscripción" que deberá llenar por completo y enviar al correo electrónico talento@eecosa.net.

Descripción del cargo	
Cargo:	Supervisor de Obra Civil
Dependencia:	Departamento de Construcción
Tipo de vinculación:	Término no fijo
Salario:	Q. 6,781.00 + Q350.00 de bonificación
Beneficios:	Beneficios adicionales a los de ley
Número de plazas:	(1)
Horario y jornada:	Horario de 7:30 a 14:00 horas



TODOS SOMOS PARTE DE UNA GRAN CONEXIÓN

INVITACIÓN A PARTICIPAR EN PROCESO DE SELECCIÓN

Proceso: Ingeniero I (Subestaciones Eléctricas)


Fecha de cierre de inscripción: 25 de febrero de 2016

Con sus conocimientos, experiencias, capacidades y aptitudes, cada colaborador de EECOSA assume los retos de la organización y es el mejor testimonio de la dinámica de la empresa.

Conscientes de la importancia que el talento humano tiene para la organización, se diseñan y realizan los procesos de selección, mediante los cuales se busca atender necesidades específicas de las dependencias y generar una oportunidad para el desarrollo humano y organizacional, en un contexto de transparencia.

Le recomendamos leer detenidamente esta invitación, en caso de estar interesado y cumplir con los requisitos que aquí se especifican, vaya a nuestro website www.cnee.gob.gt y visite la sección "Trabaja con nosotros", allí encontrará la "Hoja de inscripción" que deberá llenar por completo y enviar al correo electrónico talento@eecosa.net.

Descripción del cargo	
Cargo:	Ingeniero I Subestaciones Eléctricas
Dependencia:	Departamento de Construcción
Tipo de vinculación:	Término no fijo
Salario:	Q. 4,482.00 + Q250.00 de bonificación
Beneficios:	Beneficios adicionales a los de ley según ley
Número de plazas:	(2)
Horario y jornada:	Horario de 7:30 a 14:00 horas



TODOS SOMOS PARTE DE UNA GRAN CONEXIÓN

INVITACIÓN A PARTICIPAR EN PROCESO DE SELECCIÓN

Proceso: Requisito




Fecha de cierre de inscripción: 20 de agosto de 2015

Con sus conocimientos, experiencias, capacidades y aptitudes, cada colaborador de EECOSA assume los retos de la organización y es el mejor testimonio de la dinámica de la empresa.

Conscientes de la importancia que el talento humano tiene para la organización, se diseñan y realizan los procesos de selección, mediante los cuales se busca atender necesidades específicas de las dependencias y generar una oportunidad para el desarrollo humano y organizacional, en un contexto de transparencia.

Le recomendamos leer detenidamente esta invitación, en caso de estar interesado y cumplir con los requisitos que aquí se especifican, vaya a nuestro website www.cnee.gob.gt y visite la sección "Trabaja con nosotros", allí encontrará la "Hoja de inscripción" que deberá llenar por completo y enviar al correo electrónico talento@eecosa.net.

Descripción del cargo	
Cargo:	Requisito
Dependencia:	ANEEL
Tipo de vinculación:	Término no fijo
Salario:	Q. 2,849.00 + Q1,250.00 de bonificación
Número de plazas:	(2)
Horario y jornada:	Horario de 8:00 a 16:00 horas



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

De lo expuesto anteriormente, se tienen los siguientes comentarios, para algunos integrantes de la cuadrilla:

Integrante	Equivalencia Consultor de la Distribuidora	Comentario
Jefe de cuadrilla	Fue equiparado con un supervisor de mantenimiento, con un salario base de Q 8,640.00 (no incluye prestaciones ni bono incentivo).	<p>i. En principio un supervisor tendría más funciones y de mayor responsabilidad a su cargo que un jefe de cuadrilla, razón por la cual la equivalencia realizada no se considera correcta. Por otra parte, al comparar la oferta de la Distribuidora para un puesto de supervisión, se observa que el salario propuesto por el Consultor, es superior al que la Distribuidora oferta para sus contrataciones (Q 6,989.00 actualizado a la fecha de referencia, 20% inferior al propuesto).</p> <p>ii. Cabe ampliar que en sus ofertas de contrataciones la Distribuidora ofrece para el puesto de "Ingeniero de construcción de líneas" (requiere mayores competencias técnicas y académicas que un supervisor), un salario de Q 8,584.00 (actualizado a la fecha de referencia), el cual es similar al propuesto por el Consultor de la Distribuidora para el puesto de Jefe de Cuadrilla.</p>
Capataz (Liniero de primera)	Fue equiparado con un técnico especializado, con un salario base de Q 5,570.00 (no incluye prestaciones ni bono incentivo).	En principio un técnico especializado, no es acorde a la función que realiza el Liniero de primera "Realiza reparaciones y/o da mantenimiento en la técnica de su dominio a maquinaria, vehículos y equipo", razón por la cual la equivalencia no se considera la adecuada. Al comparar la oferta de la Distribuidora para el puesto "Liniero I -Subestaciones Eléctricas-", se observa que el salario propuesto por el Consultor es superior al que la Distribuidora oferta para sus contrataciones (Q 4,630 actualizado a la fecha de referencia, 17% inferior al propuesto).

Como se observa, la propuesta realizada para los integrantes de la cuadrilla, no es acorde a las funciones desempeñadas por los mismos. Cabe mencionar, que para contar con mejores elementos de análisis, la Gerencia de Tarifas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica requirió al Consultor de la Distribuidora que entregara una copia del manual de funciones de los integrantes de la cuadrilla utilizado para hacer la equivalencia con los puestos de la encuesta, el cual fue entregado.

Por otra parte, es importante considerar que en la revisión de la información remitida por el Consultor de la Distribuidora se determinó que los valores de mano de obra propuestos son resultado de un promedio simple entre: a) los valores de la encuesta afectados con los factores establecidos en el Código de Trabajo, y b) los valores de la encuesta afectados con los factores establecidos en el Código de Trabajo más los factores establecidos en el Pacto Colectivo de EEGSA. Lo anterior se puede observar en la siguiente imagen, la cual fue tomada del archivo "Etapa B - 02.01 Costo de Mano de Obra C, OyM EEGSA 2016 vG1.xlsx":



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

Item	CÓDIGO CNEE 2011	PUESTO PWC 2011	Escala PWC 2011	P. Base	P.C.	Cuentas						Subtotales				
						Previsiones	Costo laboral		Margen Gan.		Costo Total		Costo	Beneficio		
						Energica (50%)	Resto (50%)	Energica (50%)	Resto (50%)	Energica (50%)	Resto (50%)	Energica (50%)	Resto (50%)			
11	350022	Supervisor de Mantenimiento	Nacional	8,890	9,640	6,496	3,504	15,136	12,144	4,606	3,636	19,742	15,841	2,595.87	###	15.09
12	350060	Técnico Especializado	Nacional	5,820	5,570	4,276	2,348	9,846	7,918	2,997	2,410	12,843	10,328	1,668.73	1,358.01	9.82
13	350085	Mecánico Industrial	Nacional	4,450	4,200	3,286	1,832	7,486	6,032	2,278	1,836	9,765	7,668	1,263.34	1,034.56	7.46
14	350092	Auxiliar General de Mantenimiento	Nacional	3,825	3,575	2,824	1,597	6,409	5,172	1,951	1,574	8,360	6,746	1,099.24	886.97	6.39
15	380070	Asistente de Bodega	Nacional	4,343	4,093	3,209	1,732	7,302	5,885	2,222	1,791	9,525	7,676	1,252.38	1,005.34	7.28
16	360083	Operador de Equipo Pesado	Nacional	3,195	2,945	2,379	1,359	5,323	4,304	1,620	1,310	6,343	5,614	912.99	736.15	5.31
17	360079	Facturador	Nacional	4,335	4,085	3,203	1,789	7,288	5,874	2,218	1,788	9,506	7,661	1,243.93	1,007.38	7.27
19	260082	Mensajero	Nacional	3,683	3,433	2,731	1,543	6,164	4,915	1,876	1,514	8,040	6,490	1,057.13	850.32	6.15
20	350086	Asistente de Mantenimiento	Nacional	3,400	3,150	2,527	1,437	5,677	4,587	1,728	1,396	7,405	5,982	973.66	786.62	5.66

Factor de Beneficios sobre el salario nominal

FACTOR LEGAL (Código de Trabajo)

CONCEPTO		Observación
IGSS	0.10670	seguro social, es un aporte patronal
IRTRA	0.01000	cuota obligatoria para recreación, administrado por entidad autónoma
INTECAP	0.01000	Instituto técnico de capacitación
AGUINALDO	0.08333	Prestación Laboral
BONO 14	0.08333	Prestación Laboral
Pacto Colectivo (Preparación)	0.42950	Pacto Colectivo de Personal de Energica que provee el 50% de la mano de obra.
BONO DECRETO 7-2000	0.00000	Está incluido para mensuales en encuesta PWC (bono incentivo de ley), se restó de los ingresos de la encuesta, debido a que sobre los mismos no se deben calcular beneficios sociales
HORAS EXTRAS		
INDEMNIZACIONES	0.08330	Provisión por Ley para indemnizaciones
TOTAL	0.72286	ENERGICA (50% de aporte de Mano de Obra)
TOTAL	0.37667	RESTO (50% de aporte de Mano de Obra)

Parámetros indicados por CNEE (Nota CNEE 27631-2013)

Horas nominales: 180 hr nominales
 Presentación: Reporte PWC Homologación Homologación (Cl)

Los costos propuestos por la Distribuidora en el cuadro anterior contradicen lo indicado en los TDRs: a) el numeral 3.2.2., en el que indica que se utilizarán valores promedio totales de la encuesta de salarios, y el Consultor de la Distribuidora utiliza un valor distinto, el cual corresponde al percentil 50; y b) el numeral 3.2.3., ya que en principio los costos de mano de obra de actividades tercerizadas (contratistas y sub contratistas de construcción, operación y mantenimiento) a reconocer, no deben incluir beneficios del Pacto Colectivo de la Distribuidora; sin embargo, el Consultor de la Distribuidora incluyó en su cálculo valores del Pacto Colectivo. (Véase cuadro anterior).

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 3.2.2. y 3.2.3. de los Términos de Referencia, a los artículos 83, 84, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere que el Consultor de la Distribuidora:

- a) Para la conformación de la cuadrilla, de acuerdo a la encuesta PWC, deberá utilizar los siguientes puestos y el valor promedio salarial, tal como lo establece el numeral 3.2.2. de los TDRs, y que corresponden a valores eficientes y acordes a la función que desempeñan dentro de la cuadrilla, que podrán ser reconocidos en tarifas, mismos que se listan a continuación:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Cargo	EQUIVALENCIA PWC	Código PWC	DESCRIPCIÓN PWC	SALARIO Q/mes ¹
Jefe de Cuadrilla	Especialista en Mantenimiento	350050	Mecánico de gran conocimiento de los equipos que produce o comercializa la empresa. Por el entrenamiento especializado recibido en la casa matriz o distribuidora, asesora al personal de menor nivel en mantenimiento en el desarrollo de las actividades complejas de mecánica automotriz, electrónico, metalmecánica, etc.	Q8,575.50
Capataz (Liniero de primera)	Mecánico Industrial	350085	Examina la maquinaria y los equipos mecánicos complementarios que presentan irregularidades, para descubrir sus defectos y fallos. Realiza los ajustes y correcciones necesarios. También puede ayudar en el perfeccionamiento, construcción, montaje, mantenimiento y reparación de instalaciones y equipo eléctrico. Corrige defectos y fallas de carácter general de maquinaria y equipos de índole industrial.	Q 4,622.06
Operario (Liniero de segunda)	Mecánico Especialista	350063	Realiza reparaciones y/o da mantenimiento en la técnica de su dominio a maquinaria, vehículos y equipo. Realiza trabajos de reparación o mantenimiento medianamente complejos que pueden requerir de lectura de planos y conocimientos técnicos.	Q 4,280.26
Peón (Liniero de tercera)	Auxiliar General de Mantenimiento	350092	Ayuda al personal técnico en el desarrollo de las labores de mantenimiento de maquinaria, equipo e instalaciones.	Q3,939.95

- a) Calcule como tercerizada para realizar las actividades de construcción, operación y mantenimiento, eliminando cualquier costo relacionado con el Pacto Colectivo de la Distribuidora, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 3.2.3 de los TDRs.

4. Indemnizaciones

Respecto a la determinación de las indemnizaciones, para los costos de personal, los TDRs en el numeral 3.2.2., establecen que: "Para establecer el porcentaje que corresponde a indemnizaciones, la Distribuidora deberá presentar las políticas de indemnizaciones aplicadas a sus empleados junto con un informe pormenorizado donde se detalle el total de personas que han dejado de laborar en la Empresa Distribuidora en los últimos 5 años;

¹ No incluye prestaciones ni bono decreto 7-2000, costos a la fecha de referencia de los TDRs.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

indicando los montos erogados para cada uno. **Las indemnizaciones promedio a reconocer corresponderá a multiplicar la indemnización anual equivalente 8.33% por el cociente de trabajadores a los cuales se las ha pagado la indemnización y el total de los trabajadores que han dejado de laborar en la Empresa Distribuidora**", y el numeral 3.2.3., establece que: "Para establecer el porcentaje que corresponde a indemnizaciones, la Distribuidora deberá presentar las políticas de indemnizaciones aplicadas a sus empleados junto con un informe pormenorizado donde se detalle el total de personas que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora en los últimos 5 años; indicando a cuales se ha pagado la indemnización y a cuáles no. **Las indemnizaciones promedio a reconocer corresponderá a multiplicar la indemnización anual equivalente al 8.33% por el cociente de trabajadores a los cuales se les ha pagado la indemnización y el total de los trabajadores que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora**".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83, 84, 85 y 97, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Período de Vigencia de las Tarifas. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

"Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho periodo."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia"

Por su parte, la Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73 establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

En cumplimiento a los TDRs, el Consultor de la Distribuidora presentó los cuadros de las indemnizaciones efectivamente pagadas en los últimos 5 años (documento "Etapa B - 03.04 Personal de Baja 2012 a 2016 - Indemnizacion y Fondo.xlsx"), sin haber presentado ningún documento o políticas de aplicación de indemnización en las cuales demuestre que existe la obligatoriedad del pago de indemnizaciones (indemnización universal) a todos los empleados que cesen actividades en la Distribuidora distintos o adicionales a lo que establece la legislación laboral; de esta cuenta, en apego a los TDRs se estableció, que en los últimos cinco (5) años la Distribuidora pagó únicamente un equivalente de 2.51% de indemnizaciones, tal como se presenta en el siguiente cuadro:

AÑO	CANTIDAD	FONDO CONDICIONADA EMPRESA	INDEMNIZACION	Personas que fueron indemnizadas	% Personas indemnizadas	%Indemnización	%Indemnización equivalente
2012	25	Q1,851,100.4	Q694,032.7	8	32%	8.33%	2.67%
2013	57	Q5,526,963.9	Q2,471,269.2	14	25%	8.33%	2.05%
2014	16	Q781,979.7	Q2,039,420.8	4	25%	8.33%	2.08%
2015	34	Q2,663,836.9	Q3,515,251.7	15	44%	8.33%	3.68%
2016	20	Q2,571,114.0	Q1,213,009.5	5	25%	8.33%	2.08%
Total	152	Q13,394,994.8	Q9,932,983.8	46	30%	8.33%	2.51%

No obstante esta situación real de indemnizaciones, la Distribuidora utilizó tanto para establecer el costo horario de mano de obra, como para las remuneraciones, el porcentaje de 8.33%, en el lugar del valor antes indicado (2.51%), de acuerdo a los TDRs, lo cual significaría que la Distribuidora le estaría pagando indemnización, sin excepción, a



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

todos los empleados que cesen labores en la Distribuidora, lo cual difiere de las políticas reales de la Distribuidora.

Al respecto, y como justificación, la Distribuidora únicamente ha indicado que se debe reconocer el porcentaje de indemnización de 8.33% a todos sus empleados, indicando que debe tener provisionados dichos fondos en su presupuesto anual. Sin embargo, vale la pena aclarar que un provisionamiento de fondos en el presupuesto anual es distinto a un gasto o costo real para la Distribuidora, como lo está tratando de incluir el Consultor de la Distribuidora en su Estudio Tarifario. De igual manera, la Distribuidora no presentó ninguna documentación legal ni válida (documentación auditada presupuestaria, Estado de Resultados correspondientes, etc.) que demuestre la obligación a realizar la totalidad de dicha provisión del 8.33% mensual en concepto de indemnización; es más, dicha provisión total, puede estar siendo utilizada por la Distribuidora como un beneficio financiero (escudo fiscal); por lo tanto, de acuerdo a lo establecido en los artículos 83 y 85 del RLGE, el monto máximo que puede ser trasladado a tarifas corresponde a un 2.51%.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 3.2.2. y 3.2.3. de los TDRs, de los artículos 83, 84, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere a la Distribuidora aplicar por concepto de indemnizaciones a los costos de mano de obra y remuneraciones mensuales, el valor de 2.51%.

5. Herramientas eficientes

Los Términos de Referencia, en su numeral 3.2.2., establecen que: "...Adicionalmente, la Distribuidora deberá justificar fehacientemente las herramientas utilizadas para cada operario, cuadrilla y grupo de trabajo de acuerdo a las condiciones reales de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución. La Comisión fiscalizará la veracidad de dicha información haciendo las inspecciones que considere pertinentes".

El artículo 60 de la Ley General de Electricidad indica que: "Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Por su parte, la Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes"

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere".

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora asignó herramientas a cuadrillas que no las necesitan. Por ejemplo, en la Cuadrilla de Construcción, donde la mayoría de redes eléctricas se realizan desenergizadas (dejando pendiente la conexión a la Línea de Media Tensión para la puesta en servicio a una cuadrilla de Mantenimiento y Operación o solicitando un descargo programado), asignan herramientas como el secuencímetro, que es un equipo especializado para la correcta conexión o identificación de la secuencia de las fases en la red de Media Tensión, su uso es poco frecuente. En atención a lo antes indicado, se considera que no es económicamente adaptado ni justificado el adicionar equipos que no son necesarios para la construcción de redes de distribución.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 3.2.2, el artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere que el Consultor de la Distribuidora, elimine para la cuadrilla de Construcción las siguientes herramientas:

Voltiamperímetro 600 AC/DC Green Lee
Vara de cuchillas
Protectores para aisladores (Vikingos)
Bolsa protectora para mangas de hule
Protectores plásticos (coches)
Protector de hule (tripas)
Protectores aislantes p/crucero (Polainas)
Mantas de hule partidas
Clip plástico para sujeción de mantas
Pértiga telescópica
Secuencímetro

6. Determinación de las remuneraciones

Los Términos de Referencia, en el numeral 3.2.3. establecen que: "Los valores eficientes que se reconocerán para remuneraciones de los puestos corporativos y operativos de la empresa, corresponderán a valores de mercado que una empresa eficiente debería pagar. Para el efecto, la Distribuidora deberá utilizar encuestas salariales nacionales de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

firmas especializadas de primera línea. **Los resultados que se utilizaran de estas encuestas salariales corresponderán a los valores promedios totales obtenidos.**

Para establecer las remuneraciones se utilizará el sueldo base de la encuesta salarial indicada anteriormente, debiendo excluir las cargas sociales que le correspondan al patrono. En ningún caso se deberán duplicar beneficios laborales, por lo que, se deberá detallar lo que se incluye en la encuesta salarial; si se incluyen los beneficios adicionales de la referida encuesta, no podrán incluirse otros beneficios adicionales durante el desarrollo del estudio. A los valores anteriores únicamente se adicionará las siguientes cargas sociales:

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

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

Dentro de los costos del personal de los servicios que se tercerizan (contratistas y subcontratistas) de construcción, operación, mantenimiento y otros, no se incluirán los beneficios considerados en los pactos colectivos de condiciones de trabajo del personal propio de la Distribuidora. Lo anterior aplica también para el personal de propio de la Distribuidora que no esté incluido para recibir los beneficios de dicho pacto.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

Por su parte, la Ley General de Electricidad en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, en el cálculo de las remuneraciones presentado por el Consultor de la Distribuidora, se determinó que existen incongruencias y apartamientos a lo establecido en los TDRs, para la determinación de las remuneraciones de la empresa modelo, de acuerdo a lo que se indica a continuación:

- a. Beneficios del Pacto Colectivo: de acuerdo al documento "Etapa B - 03.05 Pacto EEGSA 2013 - 2015.pdf", el cual corresponde al Pacto Colectivo de la Distribuidora, indica que se debe exceptuar la aplicación de los beneficios del mismo, a "los trabajadores de confianza, los representantes de la Empresa, quienes sean contratados para prestar servicios a plazo fijo o para obra determinada y los que presten servicios profesionales"². Por trabajadores de confianza se entiende que son aquellos que "ocupen cargos para cuyo ejercicio es básico que quien los desempeñe tenga idoneidad moral reconocida, corrección y discreción suficiente para no comprometer la seguridad de la empresa. Dentro de ellos el Gerente General, los Gerentes de División, los Sub Gerentes, los Jefes de Departamento, los Jefes de Unidad, Coordinadores, Asistentes Administrativas de Gerencia y Secretarías de Gerencia."³. Por lo que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 71 y 73 de la LGE, para el establecimiento de la empresa eficiente de referencia, no corresponde aplicar los beneficios de dicho pacto a los trabajadores antes indicados de acuerdo a las mismas condiciones de aplicación que establece el

²Artículo 3. Ámbito Personal de APLICACIÓN", Etapa B - 03.05 Pacto EEGSA 2013 - 2015

³Artículo 6. Trabajadores de Confianza". Etapa B - 03.05 Pacto EEGSA 2013 - 2015



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

referido Pacto Colectivo.

- b. En el cálculo del salario para la estructura central, el Consultor de la Distribuidora utilizó los percentiles 50 y 75 para el definir las remuneraciones, lo cual contraviene lo establecido en el numeral 3.2.3. de los TDRs. Al respecto, en el documento "Etapa B - 03.02.01 Diagnóstico de competitividad salarial externa y sus recomendaciones para EEGSA.pdf", la Distribuidora argumenta que utiliza dichos percentiles como *"una medida para sostener a futuro la competitividad salarial externa que les permita contar con el personal que posea las competencias para sostener una operación confiable y continua"*; sin embargo, para los fines del Estudio Tarifario, referente a la determinación de la empresa eficiente de referencia, el análisis presentado es parcial e incompleto ya que en primer lugar los valores que se están utilizando, son los resultados de puestos homologados con una encuesta salarial y no de los salarios reales de la Distribuidora. Adicionalmente, no se incluye dentro del análisis el impacto del pacto colectivo, que ya de por sí, el adicionar al valor promedio de las encuestas lo referente de dicho pacto, hace que las condiciones calculadas sean superiores a los de la media del mercado laboral análogo. Asimismo, de los documentos presentados por la Distribuidora y otros documentos de soporte utilizados, no se observa que los salarios ofrecidos por la Distribuidora, sean muy superiores a los valores medios de la encuesta; aun así, se observa una baja rotación del personal de la distribuidora (2.53%).
- c. En cuanto al cálculo para la adición de los seguros médicos, de vida y dental: no es correcto utilizar un valor porcentual para la adición de dichos seguros, dado que los costos de los seguros más bien responden a otras variables distintas al ingreso salarial de cada trabajador de la empresa y por lo general, son cuotas mensuales y/o anuales de acuerdo al tipo de seguro.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.2.3. de los TDRs, del artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere a la Distribuidora:

- a. No incluir los beneficios del Pacto Colectivo, en el establecimiento de las remuneraciones de la empresa modelo, a los trabajadores que no están cubiertos en dicho pacto, de acuerdo a lo que se establece en su artículo 3, y que corresponde a los "Trabajadores de confianza" entre los que se incluye *"el Gerente General, los Gerentes de División, los Sub Gerentes, los Jefes de Departamento, los Jefes de Unidad, Coordinadores, Asistentes Administrativas de Gerencia y Secretarias de Gerencia"*. Es importante establecer que el no reconocer estos costos en la empresa eficiente de referencia para la determinación del VAD, no implica, ni debiera implicar que EEGSA deje de otorgar los beneficios que voluntariamente pueda estar reconociendo a algunos empleados, ya que esta Comisión al no reconocer lo propuesto por la Distribuidora, actúa en amparo a lo establecido en los artículos 71 y 73 de la LGE y en el artículo 3 del respectivo Pacto Colectivo, sin violentar ningún principio laboral.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- b. Incluir para el concepto de los seguros médico, de vida y dental, únicamente los costos directos y detallados en la documentación de respaldo (facturas y recibos de pago) que haya presentado la distribuidora con cada una de las empresas que les provea estos seguros como un monto anual a reconocer para cada empleado, y no como un porcentaje general aplicado sobre el salario.
- c. Utilizar para el cálculo de las remuneraciones, únicamente el valor promedio de los puestos homologados de la encuesta salarial, tal como lo establece el numeral 3.2.3. de los TDRs, y que corresponden a valores eficientes que podrán ser reconocidos en tarifas.

Etapa C- Optimización de la Red y Anualidad de la Inversión

Redes de Media Tensión

7. Unidades Constructivas de CUCHILLAS SECCIONADORAS 3F 13.2 kV - 600 A

Los Términos de Referencia en el numeral 4.3.2, indican que: "...Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – hombre, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo..."

Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

Por su parte, la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 60, 61 y 67 que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, se observa en el estudio presentado que el consultor de la Distribuidora, en su propuesta de UCC para la instalación de las cuchillas seccionadoras adiciona los materiales "CRUCERO MADERA DE 96 plg" y "BRACE 7 pies GALV. P/BANDERA", los cuales ya se encuentran incluidos en los armados de las redes de media tensión, con lo cual estos materiales y sus costos asociados se estarían duplicando, situación que no es económicamente adaptada ni justificada de acuerdo a lo que establece el artículo 67 de la LGE.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2., al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere que el Consultor de la Distribuidora elimine de la Unidad Constructiva los materiales duplicados: "CUCHILLAS SECCIONADORAS 3F 13.2 kV - 600 A", "CRUCERO MADERA DE 96 plg" y "BRACE 7 pies GALV. P/BANDERA", así como los costos de mano de obra, transporte y otros que estén asociados a los mismos. Las estructuras de "cambio de dirección" y "fin de línea", ya cuentan con doble crucero, por lo que la duplicación de estos elementos que propone el Consultor de la Distribuidora, no corresponde al diseño de una red eficiente, al no considerar la instalación de las cuchillas en este tipo de estructuras.

8. Postes Stubs en Áreas Urbanas en Damero (AUD) y Resto de Red (RdR)

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2. que: *"Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro."*

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho periodo."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora incluyó para todas las unidades constructivas de postes de cambio de dirección y fin de línea un poste auxiliar para el anclaje, denominado "Stub", el cual se encuentra representado en las UCC por el siguiente material "POSTE DE CONCRETO DE 7.62 M (25 pies) C500".

A continuación se muestran los datos para las Unidades Constructivas "RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAAC BANDERA POSTE DE CONCRETO" – AUD y "RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 1F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO" – RDR.

RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	Alineamiento	Cambio de Dirección	Fin de línea	Derivación Aérea
CABLE ALUM. No.1/0 ACSR (RAVEN) (mts)	1648.72	774.05	619.24	18
CABLE ALUM 1/0 ACSR C/F (mts)	552.82	259.54	207.63	0

RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	Alineamiento	Cambio de Dirección	Fin de línea	Derivación Aérea
POSTE CONC. 10.60 M (35 pies) C750 (Unidades)	21.3	0	4	0
POSTE DE CONCRETO DE 7.62 M (25 pies) C500 (Unidades)	0	5	4	0
POSTE DE CONCRETO DE 12.20 M (40 pies) C750 (Unidades)	0	5	0	0

1.6



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 1F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	Alineamiento	Cambio de Dirección	Fin de línea	Derivación Aérea
CABLE ALUM. No.1/0 ACSR (RAVEN)	599.38	210.31	210.31	0
CABLE ALUM 1/0 ACSR C/F	599.38	210.31	210.31	0
CABLE ACERO GALV DE 1/4 plg	0	77.5	78.75	0
CABLE ACERO GALV 5/16 plg	0	0	100	0

RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 1F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	Alineamiento	Cambio de Dirección	Fin de línea	Derivación Aérea
POSTE MADERA 10.70M (35 pies) CL-4	5.7	0	0	0
POSTE CONC. 10.60 M (35 pies) C750	8.7	0	2.0	0
POSTE DE CONCRETO DE 7.62 M (25 pies) C500	0	3	2.0	0
POSTE DE CONCRETO DE 12.20 M (40 pies) C750	0	2.5	0.0	0

De las anteriores tablas se demuestra que el Consultor de la Distribuidora utiliza por cada estructura de cambio de dirección y fin de línea un poste auxiliar "Stub" para el anclaje, lo cual de acuerdo a los requerimientos constructivos presentados, instalaciones reales y las características técnicas y topológicas de la red de Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. es un error conceptual, ya que estos postes auxiliares para los anclajes se utilizan únicamente cuando es imposible instalar directamente los tirantes del anclaje en el poste o estructura; por ejemplo, en una esquina, entonces se hace necesario extender el anclaje al otro lado de la calle, utilizándose para el efecto este tipo de postes auxiliares para modificar la altura de los tirantes. En este sentido, no es de uso generalizado la utilización de postes auxiliares para los anclajes lo cual se puede constatar en las instalaciones existentes de la Distribuidora, por lo que de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE y los artículos 83 y 85 del RLGE, es incorrecto lo planteado por el Consultor de la Distribuidora.

Asimismo, al consultarle al personal técnico de la Distribuidora sobre los datos reales de este tipo de postes auxiliares "Stub", indicaron que los mismos no están registrados en su inventario de activos, por lo que para determinar la frecuencia del uso de estos postes auxiliares, se procedió a realizar un muestreo relevándose instalaciones de los circuitos 97 y 129. Las características técnicas de los circuitos, son las siguientes:

Descripción	Número 1	Número 2
ID Circuito	97	129
Km de MT	6.56	9.92
kVA total	26,557	21,709
Km de BT	7.15	18.56

Del relevamiento de la muestra realizado se determinó la cantidad de postes "Stub" por tipo de estructura de "cambio de dirección" y "fin de línea". A continuación se muestran los resultados del muestreo realizado:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

Estructura	Número de estructuras	Número de Postes Stub	Stubs/ estructura
Alineación	116	0	0
Cambio dirección	40	1	0.03
Fin de Línea	46	7	0.15

De relevamiento realizado, se demuestra que estos postes auxiliares "Stub" no se requieren para todas las estructuras en cambio de dirección y fin de línea, tal como se indicó anteriormente. Para el efecto, se muestran las siguientes fotos de ejemplo:



Estructuras en cambio de dirección sin Stub



Estructuras de Fin de línea sin Stub



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que, utilice como valores máximos: 0.03 stub/estructura para estructuras de cambio de dirección y 0.15 stub/estructura para estructuras de fin de línea, para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las redes de MT en AUD y RDR. Por lo que, derivado de la modificación antes indicada, se requiere además, que se eliminen los correspondientes costos de mano de obra, transporte y otros de los postes y materiales que ya no deberán ser considerados.

9. Apertura del Agujeros

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Especifico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora dentro de la Unidad Constructiva, utiliza un pick-up, el liniero de segunda y el liniero de tercera, cuyas horas asignadas se consideran sobre-dimensionadas para la actividad que realizan. A continuación, se muestra el detalle para la Unidad Constructiva "RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAAC BANDERA POSTE DE CONCRETO".

Apertura del agujero	Hrs Efectivas	Postes (incluye Stubs)	Hrs/poste
Pick - Up	106.597	39.30	2.71
Liniero de Segunda	106.597	39.30	2.71
Liniero de tercera	106.597	39.30	2.71

De la anterior tabla se observa lo siguiente:

- i. Se considera ineficiente que se utilice un pick-up para únicamente 2 linieros y específicamente para trabajar cada agujero. Lo eficiente sería que el pick-up se utilice para varios grupos de trabajo y así el vehículo pueda realizar varias actividades como se realiza en la práctica.
- ii. La actividad de apertura de agujeros es una actividad que no requiere mayor especialización, ya que es un trabajo de alta actividad física, por lo que el personal que debe ser utilizado para dichas actividades en áreas RDR es el de menor especialización de la cuadrilla. En este sentido, lo eficiente es utilizar únicamente linieros de tercera. Para las áreas AUD se acepta tener un liniero de segunda y un liniero de tercera. Es de recordar al Consultor de la Distribuidora que dentro de los tiempos de dicho personal se incluye la actividad de "asignación de trabajo e instrucción" por lo que, no es necesaria una supervisión durante todo el tiempo durante la ejecución de dicha actividad.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- iii. Asimismo, el tiempo de asignación del pickup debe dividirse entre 3 grupos de trabajos para hacer esta actividad.
- iv. Para el caso de los agujeros de redes de baja tensión, dado que el tamaño de los agujeros es más pequeño en un 7%, se requiere que se reduzca todo el tiempo de la actividad en esta misma proporción.

Se le recuerda al Consultor de la Distribuidora que el planteamiento del Valor Nuevo de Reemplazo es construir toda la red desde cero, para lo cual los vehículos deben ser destinados a transportar a todo el personal, materiales, herramientas y sobrantes, y no como se está proponiendo, en donde se asigna un vehículo a cada apertura de un agujero.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia numeral 4.3.2, al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que para el armado "Apertura_agujero" realice lo siguiente:

- i. Sustituir el liniero de segunda, por otro liniero de tercera en los armados de las UCC de MT RDR.
- ii. Disminuir el tiempo asignado para los agujeros de BT en un 7%, considerando que estos agujeros son más pequeños que los postes utilizados en MT.
- iii. Asimismo, adicional a la observación anterior, para el tiempo de utilización del pick-up, asignar un tiempo adecuado para su uso correspondiente a transportar a todo el personal, materiales, herramientas y sobrantes para un kilómetro de red, a fin de prorratear el tiempo total dentro de 3 grupos de trabajo, y no por agujero como el Consultor propone.

10. Resanado de banquetas Urbanas en MT

Sobre este tema, los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora, dentro de las Unidades Constructivas para áreas AUD, sobrevalora el uso de vehículos y mano de obra para realizar dicha actividad, a continuación se muestra un ejemplo para la Unidad Constructiva "RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAAC BANDERA POSTE DE CONCRETO" y un ejemplo para la Unidad Constructiva "RED AEREA ENTORCHADO TRIPLEX 1/0 POSTE DE CONCRETO":



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Apertura del agujero MT	Hrs Efectivas	Postes (incluye Stubs)	Hrs/poste
Pick - Up	53.30	39.30	1.36
Liniero de Segunda	53.30	39.30	1.36
Liniero de tercera	53.30	39.30	1.36

Apertura del agujero BT	Hrs Efectivas	Postes (incluye Stubs)	Hrs/poste
Pick - Up	39.3	39.30	1.3
Jefe de Cuadrilla	39.3	39.30	1.3
Liniero de tercera	78.6	39.30	2.6

De la anterior tabla, se tienen los siguientes comentarios:

- i. Se considera ineficiente que se utilice un pick-up para únicamente 2 linieros (en MT) y 2 linieros y un Jefe de Cuadrilla (en BT), para trabajar cada resanado de agujeros. Lo eficiente sería que el pick-up se utilice para varios grupos de trabajo y así el vehículo pueda realizar varias actividades como se realiza en la práctica.
- ii. La actividad de resanado de agujeros es una actividad que no requiere mayor especialización, ya que es un trabajo de alta actividad física, por lo que el personal que debe ser utilizado para dichas actividades es el de menor especialización de la cuadrilla. En este sentido, lo eficiente es utilizar únicamente 2 linieros de tercera, tanto para redes MT como BT. Es de recordar al Consultor de la Distribuidora que dentro de los tiempos de dicho personal se incluye la actividad de "asignación de trabajo e instrucción" por lo que no es necesaria una supervisión durante todo el tiempo durante la ejecución de dicha actividad.
- iii. Asimismo, el tiempo de asignación del pickup debe dividirse entre 3 grupos de trabajos para hacer esta actividad.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que para el armado "Resanado_Banquetas" en todas las Unidades constructivas cumpla con lo siguiente:

- i. Incluir únicamente 2 linieros de tercera para el desarrollo de esta actividad, ya que es una actividad que no requiere mayor especialización.
- ii. Para el tiempo de utilización del pick-up asignar un tiempo adecuado para su uso correspondiente a transportar a todo el personal, materiales, herramientas y sobrantes para un kilómetro de red, a fin de prorratear el tiempo total dentro de 3 grupos de trabajo, y no por agujero como el Consultor propone.



11. Estructuras con cruceros en bandera

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

El Consultor de la Distribuidora para el diseño de sus UCC propone utilizar únicamente armados tipo bandera, esto se considera una propuesta errónea, ya que al observar la realidad de la Distribuidora se determina que existe un porcentaje considerable de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gg.gt FAX (502) 2290-8002

estructuras centradas. Por lo cual, el diseño eficiente de UCC que proponga el Consultor de la Distribuidora, teniendo en cuenta el cumplimiento de las libranzas de seguridad aéreas, deberá incluir un porcentaje de estructuras con cruceros tipo bandera y cruceros de centro.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, y considerando las características topológicas del área de concesión de la Distribuidora, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar cruceros centrados en sus UCC de acuerdo a la siguiente ponderación:

- a) Para UCC AUD: el 90% de estructuras deberán ser en bandera y el 10% restante de estructuras deberán ser centradas.
- b) Para UCC RDR: el 10% de estructuras deberán ser en bandera y el 90% restante de estructuras deberán ser centradas.

12. Cantidad de cable acero galvanizado para retenidas

Los Términos de Referencia establecen, en su numeral 4.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora incluye en promedio 35 metros de cable de acero galvanizado por poste para instalar retenidas para las UUCC de MT y 22 metros del mismo tipo de cable para las UUCC de BT, lo anterior se considera excesivo e ineficiente para compensar los esfuerzos mecánicos a los que son sometidos los postes.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que utilice, como valor promedio lo siguiente:

- a) En UUCC de MT, para estructuras en fin de línea: para postes de 10.5 metros utilizar 12 metros y para postes de 12.2 metros utilizar 14 metros
- b) En UUCC de MT, para estructuras en cambio de dirección: para postes de 10.5 metros utilizar 24 metros y para postes de 12.2 metros utilizar 28 metros
- c) En UUCC de BT, para estructuras en fin de línea: para postes de 9 metros utilizar 10 metros
- d) En UUCC de BT, para estructuras en cambio de dirección: para postes de 9 metros utilizar 20 metros
- e) Cuando el armado requiera la utilización de postes auxiliares "Stub" de 7.62 metros, utilizar 9 metros (a esto se le puede agregar 15 metros adicionales como máximo por cruce de calles para realizar la conexión entre la estructura de la red y el poste auxiliar).

Centros de Transformación

13. Postes en Centros de Transformación

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2 que: *"Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.*



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora propone la utilización de un poste por cada centro de transformación de las UUCC con los códigos 170, 171, 172 y 173 (archivo "EEGSA EVAD 2018 - UUCC - Centros de Transformacion"), es decir en 5,869 centros. Al respecto, se indica que, lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora es incorrecto toda vez que induce una duplicidad de instalaciones en el diseño de la empresa eficiente de referencia, al considerar el reconocimiento de postes específicos para estas UUCC, los cuales ya estarían incluidos dentro de los postes de la red real, económicamente aplicada para el cálculo del vano promedio realizado por el Consultor.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar los postes asignados a los centros de transformación de las unidades constructivas con los códigos 170, 171, 172 y 173 referidos anteriormente, ya que se está incurriendo en una duplicidad de postes; no se reconocerá ningún poste adicional a los que ya están considerados en las UUCC de redes de MT y BT.

14. Cable de cobre en Centros de Transformación Monofásicos y Trifásicos

Los Términos de Referencia establecen, en su numeral 4.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora, en su estudio, sobre-dimensiona lo siguiente:

- a. En las Unidades Constructivas para Centros de Transformación **monofásicos** ("EEGSA EVAD 2018 - UUCC - Centros de Transformacion.xlsx") incluye 15 metros de conductor del cable CCA07, el cual no se encuentra aprobado por CNEE.
- b. En las Unidades Constructivas para Centros de Transformación **trifásicos** ("EEGSA EVAD 2018 - UUCC - Centros de Transformacion.xlsx") incluye 25 metros de conductor del cable CCA07, el cual no se encuentra aprobado por la CNEE.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar un conductor aprobado por la CNEE en la Resolución CNEE-243-2017, que sea equivalente al CCA07 (el cual no se encuentra aprobado) dentro de sus UUCC de Centros de Transformación.

Asimismo, se requiere utilizar las siguientes longitudes del conductor equivalente que se proponga, de acuerdo a lo siguiente:

- c) UUCC monofásicos: 12 metros
- d) UUCC trifásicos: 18 metros

Redes de Baja Tensión

15. Utilización del Jefe de Cuadrilla en Redes compartidas BT-MT

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83 establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, al auditar las hojas "278" y "282" del archivo "EEGSA EVAD 2018 - UUCC - Red BT.xlsx", filas 7, 9, 16, 17, 19, 21, 34, 35, 37 y 46 se observa que el Consultor de la Distribuidora está incluyendo de forma duplicada los costos para la instalación de postes, sus retenidas y anclajes en las UUCC de BT compartidas. Lo anterior se indica, al considerar que estas UUCC de BT compartidas serán instaladas en estructuras de media tensión, las cuales ya contienen todos los costos relacionados a la instalación de los postes, sus retenidas y anclajes. Específicamente se duplican los siguientes elementos y sus costos asociados: Jefe de Cuadrilla, Liniero de Segunda, Grúa 9.5 Toneladas, CABLE ACERO GALV 5/16 plg. VARILLA 2 OJOS 3/4 plg X 8 pies PARA ANCLA, REMATE PREF. TIRANTE 5/16 plg, PRENSA TRIPLE TIRANTES 5/16 plg.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar las siguientes actividades y sus costos asociados, de las UUCC de BT compartidas, que ya están siendo considerados dentro de la construcción de la red de media tensión, correspondiendo estas a: la Grúa 9.5 Toneladas, VARILLA 2 OJOS 3/4 plg X 8 pies PARA ANCLA, REMATE PREF. TIRANTE 5/16 plg, CABLE ACERO GALV 5/16 plg, PRENSA TRIPLE TIRANTES 5/16 plg de estas UUCC. Asimismo, el tiempo del Jefe de Cuadrilla y Liniero de Segunda deben corresponder únicamente a los tiempos necesarios para la instalación de la red de BT sobre las redes de MT, eliminando cualquier costo de instalación de los postes y su anclaje.



Unidades Constructivas Equipos de Media Tensión

16. Equipos de Comunicaciones y Automatización

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.4.4 que: "Los equipos adicionales a lo realmente instalados que se requieran incluir en el estudio, para cumplir con los niveles de calidad requeridos por la normativa vigente, y para determinar las instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio, deberán considerarse como parte de los planes de expansión a los que se hacen mención en el numeral 4.7.

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

Los Términos de Referencia, en su numeral 3.2.1 "Materiales y equipos", establecen que: "Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por la CNEE mediante Resolución".

Al respecto, la CNEE emitió las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018 donde se aprobaron los valores eficientes de materiales a ser utilizados en la presente revisión tarifaria.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

Por su parte, la Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora está incluyendo materiales y sus precios, que no están aprobados en las Resoluciones de precios antes mencionadas, los cuales utilizan para el diseño de sistemas de comunicación, estos equipos están incluidos en las UUCC: 294, 295, 297, 373, 374; pertenecientes a la familia "EEGSA EVAD 2018 - UUCC - Equipos



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

MT". En la siguiente tabla se listan materiales que se están adicionando, asociados a equipos de comunicación y automatización:

380420 NTU-7575	1.00 MAYOR	UNIDAD/KM	3,624.38
380425 RADIO MOVIL MOTO PRO 5100UHF	1.00 MAYOR	UNIDAD/KM	487.60
380427 ANTENA YAGI MAXRAD MYA-4506 C/CON PL-HEM	1.00 MAYOR	UNIDAD/KM	125.71
380440 CABLE RG8	5.00 MENOR	UNIDAD/KM	1.59
380442 CABLE RG-58	1.00 MENOR	UNIDAD/KM	0.48
380440 CABLE RG8	3.00 MENOR	UNIDAD/KM	1.59
380442 CABLE RG-58	1.00 MENOR	UNIDAD/KM	0.48
380448 CONECTORES MINI UHF	1.00 MENOR	UNIDAD/KM	0.00
380564 Conector DB-25 Hembra	2.00 MENOR	UNIDAD/KM	0.41
380452 FUENTE ASTRON 12 VDC RS-12M	2.00 MAYOR	UNIDAD/KM	121.78
380454 DUAL SERIAL GATEWAY	3.00 MENOR	UNIDAD/KM	1,087.29
380456 BATERIA 27FN60LSMF 12 V Y 45 A/H	2.00 MENOR	UNIDAD/KM	85.11
391712 SUPRESOR DE VOLTAJE	2.00 MAYOR	UNIDAD/KM	44.40
400062 CAJA METÁLICA TIPO II P/INST.EN POSTE	2.00 MENOR	UNIDAD/KM	283.59
710050 CINCHO PLÁST. P/CABLEAR 280MM.	11.00 MENOR	UNIDAD/KM	0.31
780248 CANDADO MASTER NO.2 REGISTRO 2380	2.00 MENOR	UNIDAD/KM	8.98
MVB165 Fusible tipo K 6 A.	1.00 MAYOR	UNIDAD/KM	1.61
980044 REGLA C/CANAL PROT.BAJ.TIERRA	2.00 MENOR	UNIDAD/KM	2.79
CCA05 Cable de cobre sin forro , simple No. 2 AWG (33.6	12.00 MAYOR	UNIDAD/KM	2.43

Al respecto, la CNEE en la Resolución CNEE-56-2018 aprobó el precio del sistema de comunicación que deberá ser utilizado por el Consultor de la Distribuidora, por lo que deberá eliminar los materiales indicados en la tabla anterior.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 4.4.4. de los Términos de Referencia, a las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018, al artículo 83 del RLGE y a los artículos 60 y 67 de la LGE, se requiere al Consultor de la Distribuidora que, en sus UCC 294, 295, 297, 373, 374; pertenecientes a la familia "EEGSA EVAD 2018 - UCC - Equipos MT" para el sistema de comunicación, utilice el precio indicado en la Resolución CNEE-56-2018 y, consecuentemente de éstas, los materiales listados a continuación:

380422 NTX-20	1.00 MAYOR		3,249.04
380425 RADIO MOVIL MOTO PRO 5100UHF	1.00 MAYOR		566.80
380427 ANTENA YAGI MAXRAD MYA-4506 C/CON PL-HEM	1.00 MAYOR		109.61
391712 SUPRESOR DE VOLTAJE	1.00 MAYOR		48.74
320156 PARARRAYOS PARA TELECOMUNICACIONES	1.00 MAYOR		145.79
380452 FUENTE ASTRON 12 Vdc RS-12M	1.00 MAYOR		122.89
380456 BATERIA 27FN60LSMF 12 V Y 45 A/H	1.00 MAYOR		88.26
400062 CAJA METÁLICA TIPO II P/INST.EN POSTE	1.00 MAYOR		287.94
331010 LAÑA GALV. 3 plg PARA REGLA	6.00 MENOR		0.25
980044 REGLA C/CANAL PROT.BAJ.TIERRA	1.00 MAYOR		2.79
310771 CABLE TSJ 2 X 14THHN	10.00 MAYOR		0.82
310080 Cable cobre #14 negro THHN 600 V	10.00 MAYOR		0.18
900070 Fusible tipo K 6 A.	1.00 MAYOR		1.61
400206 TRANS/D/POTENCIAL 15-KV 70:1	1.00 MAYOR		679.49
320098 Cortacircuitos 13 kV - 100 A (incluye rack para rr	1.00 MAYOR		49.45
310054 Cable de cobre sin forro, simple No. 4 AWG (21.2	7.00 MAYOR		1.70
332646 Varilla de cobre 5/8" X 8"	1.00 MAYOR		10.26
330742 CONECTOR PARA VARILLA	1.00 MENOR		3.45



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Además, se requiere al Consultor de la Distribuidora lo siguiente:

- a) Incluir en el cálculo del VNR únicamente los sistemas de comunicación conforme a la configuración y precio aprobado en la Resolución CNEE-56-2018. Respecto a la cantidad de los mismos, se deberán incluir dentro del cálculo del VNR, únicamente los efectivamente instalados y que de acuerdo a la nota VAD-016-2018, corresponden únicamente a 112 sistemas de comunicación; si el Consultor, para dar cumplimiento a lo establecido en los TDRs requiere instalar equipos adicionales, éstos deberán ser requeridos de acuerdo a lo establecido en el numeral 4.7 de los TDRs.
- b) En la UCC "294 BANCO DE CAPACITORES 900 kVAR AUTOMATIZADO": utilizar únicamente un sistema de comunicación conforme a la configuración y precio aprobado en la Resolución CNEE-56-2018.

Acometidas y Medidores

17. Conexión de nuevos usuarios

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2, que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora para realizar la actividad de conexiones nuevas (instalación de acometida y medidor), separa las actividades haciéndolas como unidades individuales, lo cual hace ineficiente la realización de dicha actividad. En la práctica dicha actividad es realizada en forma conjunta, logrando una mayor eficiencia tanto en tiempo como en asignación de recursos. De cualquier forma es ilógico que dicha actividad se haga por grupos de trabajo separados. Adicionalmente se observan ineficiencias en el uso de vehículos y el nivel de calificación del personal utilizado.

Lo antes indicado se explica de manera específica con el siguiente ejemplo para las conexiones de usuarios de "Servicio Triplex No 4" y "Medidor monofasico sin demanda (servicio triplex)", los cuales son calculados por separado:

Instalación de acometida/medidor	Hrs Efectivas para Acometidas	Hrs Efectivas para Medidores	Hrs totales
Pick - Up	0.5	0.55	1.05
Liniero de tercera	1	1.1	2.1

Como puede observarse, el Consultor de la Distribuidora propone que para cada conexión nueva (acometida + medidor), se toma un tiempo de 1.05 horas y para el efecto utiliza un pick-up y 2 linieros de tercera. Al realizar las dos actividades antes indicadas, al mismo tiempo se lograría una sinergia y ahorros de tiempos en movilizaciones y tiempos perdidos del personal y uso del vehículo. En este sentido y derivado que la actividad de instalación de nuevos suministros se debe realizar diseñando rutas óptimas para que el grupo de trabajo pueda atender el mayor número de conexiones al día, se estima que el tiempo máximo para realizar dicha actividad, en promedio, debe ser del orden de 45 minutos por instalación, dada la sinergia que puede obtenerse.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento del Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que para la actividad de conexiones de nuevos suministros (acometida + medidor) de baja tensión aplique lo siguiente:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

Instalación de acometida/medidor	Hrs Efectivas para acometida + medidor
Pick - Up	0.75
Liniero de tercera	1.5 (2 X 0.75)

18. Medidores Totalizadores

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2, que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo el Consultor de la Distribuidora, incluye dentro de sus Unidades Constructivas medidores totalizadores. A continuación, se muestra un resumen de los costos y de las cantidades incluidas:

Zona	Tipo	Fases	Cantidad [u]	Costo total [USD]
AUD	Totalizadores en CT	Monofásico	802	569,247
RdR	Totalizadores en CT	Monofásico	498	353,472

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2., y a los artículos 60 y 67 de la LGE, la cantidad de medidores "Totalizadores" y su precio total, enunciados en el cuadro anterior, podrán ser incluidos dentro del cálculo del VNR, siempre y cuando la Distribuidora



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

remita mensualmente a la CNEE toda la información medida por dichos "Totalizadores", incluyendo sin excepción, entre otros, todos los parámetros eléctricos y estadísticos que dichos medidores tengan capacidad de medir y generar, referentes, entre otros, a medición de energía y potencia, factor de potencia del consumo, demanda máxima, indicadores de calidad, etc.; adicionalmente, se deberá indicar la ubicación de los medidores "Totalizadores" y la identificación del Centro de Transformación al que corresponde la medición.

19. Unidades Constructivas de Medidores

Los Términos de Referencia establecen lo siguiente:

- a) Numerales 4.3.1 y 4.3.3 "...El diseño de la red eficiente deberá basarse en el uso de Unidades Constructivas eficientes, es decir, que usen las mejores tecnologías disponibles y que sean óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere..."

... k. Medidores y acometidas de MT y BT, de distintas conexiones, capacidades y voltajes, de acuerdo a las diferentes categorías tarifarias y condiciones reales de conexión y potencia requerida de los usuarios, deberán evaluarse distintos tipos y secciones de conductor (mínimo 6 secciones para cada tipo de acometida)"

"Cada uno de los conjuntos que constituyen una Unidad Constructiva estará constituido por varios materiales, cuyos valores eficientes deberán ser los aprobados por la CNEE."

- b) Numeral 4.4.2.1 "Acometidas": "Se deben analizar distintas tecnologías, calibres (6 mínimo para cada categoría tarifaria) y materiales para diseñar las acometidas que mejor correspondan de acuerdo a la demanda de potencia de cada usuario y su configuración de alimentación (2, 3 y 4 conductores). Los materiales que se considerarán dentro de la definición de los costos de la acometida serán aquellos estrictamente necesarios y cuya instalación sea obligación de la Distribuidora".
- c) Numeral 4.4.2.2 "Medidores": "Derivado que las instalaciones del usuario donde se aloja el medidor no corresponden a una condición que pueda ser optimizada en virtud que no es obligación ni potestad de la Distribuidora realizar la misma, por lo que el tipo y característica del medidor (tipo de instalación y/o servicio) a utilizar corresponde a una condición de las instalaciones de los usuarios. Derivado de ello los medidores a reconocerse serán de las mismas características a los efectivamente instalados".
- d) Numeral 4.4.8.2 "Equipos de medición", literal c): "No se reconocerán medidores o accesorios que superen las características y costos de los realmente instalados de la Distribuidora (Artículo 85 RLGE)."
- e) Numeral 3.2.1 "Materiales y equipos", establecen que: "Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por la CNEE mediante Resolución". Al respecto, la CNEE



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

emitió las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018 donde se aprobaron los valores eficientes de materiales a ser utilizados en la presente revisión tarifaria.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, se observa que el Consultor de la Distribuidora dentro de sus Unidades Constructivas de medidores, está utilizando un material que no ha sido aprobado en las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018, por lo que, en cumplimiento a los TDRs, el Consultor de la Distribuidora debe utilizar un material sustituto de los aprobados que pueda prestar las mismas funciones; específicamente, para el medidor 25s utilizado en la UCC 298, deberá utilizar el material con código CON02.

CÓDIGO DE LA UCC	Nombre de la UCC	Tipo de Medidor Utilizado	USD/Unidad (Medidor)	Usuarios
298	Medidor monofásico con demanda (servicio tríplex)	Medidores 25s,	124.80	3,715

Al auditar el Estudio Tarifario presentado, no se logró determinar la existencia de UCC de medición para Usuarios Autoprodutores; por lo que, dado que existe un grupo de usuarios con estas características, se recomienda establecer la UCC de medición para



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

este tipo de usuarios para el cálculo del VNR, utilizando los medidores indicados en la siguiente tabla:

CÓDIGO CNEE	TIPO DE MEDIDOR APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN CNEE-243-2017	USD/Unidad (Medidor)
CON38	Medidor electrónico monofásico 240V, 30 (50)A, CL200 (Usuarios Autoprodutores), forma 2S.	87.22
CON38B	Medidor electrónico monofásico 120V, 30 (50)A, CL200 (Usuarios Autoprodutores), forma 25S.	136.97
CON10	Medidor electrónico trifásico 120/480V, 30A, CL200 (Usuarios Autoprodutores), forma 16S.	212.14

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 3.2.1, 4.3.1., 4.3.3, 4.4.2.1, 4.4.2.2 y 4.4.8.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere que el Consultor de la Distribuidora utilice para el "medidor 25s" incluido en la UCC de medidores 298 el medidor CON02 aprobado en la Resolución CNEE-243-2017. Adicionalmente, se recomienda establecer la UCC de medición para los Usuarios Autoprodutores que actualmente posee la Distribuidora, para el cálculo del VNR, utilizando los medidores: CON38, CON38B y CON10.

Redes Especiales

20. Redes Subterráneas

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.1 que: "Según se establece en el artículo 52 de la Ley General de Electricidad, el municipio o adjudicatario está obligado a dar servicio mediante líneas áreas. Si el municipio o cualquier interesado requieren distribución por un medio que resulta más costoso que el usual, la diferencia de costos de inversión deberá ser absorbida por el interesado, pagándosela directamente al adjudicatario. Esto se debe tener en consideración en la definición de Unidades Constructivas de la Distribuidora...".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 82 y 83, establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 52 y 60, indica que:

"...El adjudicatario está obligado a dar servicio mediante líneas aéreas. Si el municipio o cualquier interesado requiere distribución por un medio que resulta más costoso que el usual, la diferencia de costos de inversión deberá ser absorbida por el interesado, pagándose directamente al adjudicatario."

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora propone en su estudio que se incluyan **61.4 km** de red Subterránea para Áreas Urbanas y **0.3 km** para Resto de Red en Media Tensión y **48.2km** en Baja Tensión. Para el efecto, argumenta que los valores anteriores contemplan aquellas instalaciones que fueron construidas previo a la emisión de la Ley General de Electricidad, y que por lo tanto deben reconocerse como tal en el VAD de la Distribuidora, toda vez que no existía la condición establecida en el artículo 52 de dicha Ley.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 1.3.2, y 4.3.1, de los Términos de Referencia, a los artículos 82 y 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 52 y 60 de la Ley General de Electricidad, se establece como premisa principal, que el servicio que la distribuidora está obligada a prestar es mediante redes aéreas. Debido a lo anterior y de acuerdo a la argumentación presentada por la Distribuidora, para el caso de instalaciones subterráneas pagadas y construidas previo a la emisión de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que, para que las mismas puedan ser consideradas dentro del cálculo tarifario, presente lo siguiente: a) Documentación legal que demuestre fehacientemente que dichas instalaciones fueron construidas previo a la emisión de la Ley General de Electricidad; b) Archivo conteniendo dichas instalaciones georreferenciadas; c) Base de datos en formato Microsoft Excel® que contenga como mínimo para cada una de estas instalaciones lo siguiente: año de construcción, ubicación, municipio, departamento, nivel de voltaje, tipo de instalación (línea/CT), longitud (si aplica), calibre de conductor o capacidad del centro de transformación y costo de las instalaciones; d) Documentación legal y/o contable que haga constar fehacientemente que la Distribuidora haya sido quien invirtió en la construcción de dichas redes o en caso haya comprado la red, deberá demostrar que el costo total haya sido absorbido directamente por la Distribuidora, es decir, que la distribuidora debe demostrar haber erogado los costos totales de la redes de distribución, independientemente quien las haya construido. Todas aquellas líneas o redes de distribución subterráneas, que la Distribuidora no pueda demostrar fehacientemente su



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

propiedad y su cubrimiento total del costo de la construcción, no será tomada en cuenta en el VNR de la Distribuidora.

Comentarios Generales del Diseño de Unidades Constructivas

21. Aplicación de los Costos Asociados a los Costos Directos e Indirectos

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 3.3.1, que: "Los costos asociados a los Costos Directos son los siguientes:

Costo de stock: es el correspondiente al almacenamiento de materiales y equipos utilizados en la construcción (almacenes, seguros, personal, etc.). Se tomará como referencia un costo de stock del 4,5%, dentro del cual no se incluye el costo financiero por capital inmovilizado; éste se toma en cuenta mediante la alícuota de intereses intercalares.

Imprevistos: Se considerará un 5% en concepto de Imprevistos aplicable sobre el costo de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje."

Asimismo, los Términos de Referencia establecen en su numeral 3.3.2 que: "Beneficio del Contratista: es la utilidad que incluyen las empresas contratistas por prestar sus servicios. Se reconocerá como eficiente un valor máximo de 10% neto, el cual se aplicará sobre los costos de mano de obra, vehículos y equipos de montaje.

Estructura de Contratista: se utilizará un 10% aplicado sobre mano de obra, vehículos y equipo de montaje, el cual incluye todos los costos de ingeniería, inspección y administración del contratista.

Intereses intercalares: Se han definido los intereses intercalares de acuerdo a la duración de los distintos tipos de obras.

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, al revisar las UUCC de Centros de Transformación se observó que el Consultor de la Distribuidora aplica incorrectamente los porcentajes de imprevistos e intereses intercalares a los costos de los materiales (mayores y menores), siendo lo correcto de acuerdo a los TDRs, que dichos porcentajes deben aplicarse a materiales, mano de obra y vehículos.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 3.3.1, 3.3.2., al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se le requiere al Consultor de la Distribuidora que aplique correctamente los porcentajes de imprevistos e intereses intercalares, únicamente a materiales, mano de obra y vehículos, en las UUCC de Centros de Transformación.

22. Poda y Tala, en Unidades Constructivas (UUCC) del Área Urbana en MT y BT

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.3.2 que: *"Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro."*

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora considera una rebaja de tiempos para esta actividad en las UCC de AUD respecto a las UCC de RDR de un 30% aproximadamente, por lo cual, considerando que en áreas urbanas la cantidad de redes que estén afectadas por vegetación es mínima, se considera incluir al menos una disminución del 50% de los tiempos dedicados a esta actividad respecto al tiempo propuesto para las áreas RDR.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2., al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora incluir como mínimo una disminución del 50% de los tiempos dedicados a la actividad de poda y tala, en UCC de AUD, respecto al tiempo propuesto para esta misma actividad en las áreas RDR.

23. Utilización de postes en áreas salinas y costeras

Al respecto los Términos de Referencia en su numeral 4.2., establecen que: "se deberán justificar las tecnologías óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas a utilizar para el desarrollo de las Redes eficientes en función de los requerimientos para cada una de las densidades resultantes del Estudio de la Demanda con las particularidades del área atendida. Se deberán analizar los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento, pérdidas y de energía no suministrada, correspondiente a cada una de las redes, haciendo análisis comparativos con las diferentes alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y las tecnologías utilizadas actualmente por la Distribuidora."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, se observa que el Consultor de la Distribuidora en el archivo Excel "EEGSA EVAD 2018 - UUCC – Red MT", pestañas 82, 84, 86, 87, 88, 90, 91 y 92, correspondientes a las Unidades Constructivas tipo mixto de las áreas costeras, utiliza postes de concreto. De lo anterior se puede observar que no existe concordancia con lo expuesto en el Informe, página 3-6, donde se indica que: "se opta por el poste de madera en el área salina y costa, porque el poste de concreto sufre la corrosión por la niebla salina que le acorta considerablemente su vida útil".

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los Términos de Referencia, numeral 4.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere que el Consultor de la Distribuidora utilice para todas las áreas salinas y tipo costa, incluyendo las UUCC 82, 84, 86, 87, 88, 90, 91 y 92, únicamente postes de madera, de acuerdo a lo que se indica en el propio informe.

24. Factor de tiempos inevitables

Los Términos de Referencia, en su numeral 3.2.2. indican que: "Para la determinación del costo horario de mano de obra, se debe considerar únicamente los siguientes conceptos: el tiempo de descanso de acuerdo al Código de Trabajo (artículo 119), vacaciones (artículo 130 del Código de Trabajo). Para la determinación del costo de mano de obra del personal de construcción se adicionará un tiempo razonable para el desplazamiento dentro de la obra, considerando que para construir a nuevo todas las instalaciones de distribución, dadas las dimensiones hipotéticas del proyecto lo óptimo es que los



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

trabajadores se presenten al lugar de la obra y no incurran en demoras movilizándose primero a la sede y luego al proyecto, lo cual resultaría ineficiente. Para las cuadrillas de operación y mantenimiento deberán definirse los tiempos de movilización, en ambos casos la Distribuidora deberá presentar un informe estadístico de los últimos 5 años justificando dichos tiempos, para su aprobación e inclusión dentro de los costos de la mano de obra.". Asimismo, los TDRs en su numeral 4.3.2 establece que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 82, 83, 84, 85, 91 y 97, establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Período de Vigencia de las Tarifas. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Valor Agregado de Distribución. Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, al analizar la propuesta de tiempos inevitables y tiempos de movilización de personal, la Distribuidora inicialmente propuso un factor de tiempos inevitables igual a 2.014, motivo por el cual se requirió al Consultor de la Distribuidora que evaluara, como una opción, la inclusión de centros de acopio a manera de disminuir los tiempos de traslado de las cuadrillas de construcción desde que reciben los materiales hasta cada uno de los puntos de trabajo. Al respecto, se determinó que la propuesta planteada por la Consultora incrementa sustancialmente el costo total de las actividades de construcción, por lo cual no se considera económicamente adaptada ni eficiente para prestar el servicio que se requiere, de acuerdo al artículo 67 de la LGE.

Dentro de los costos de mano de obra propuestos por el Consultor de la Distribuidora en los informes de etapa, se determinó que en todos los archivos de la carpeta "Costos



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnes.gob.gt FAX (502) 2290-8002

UCC" incluidos en la información de sustento del EVAD, la cantidad de horas-hombre y de horas-vehículo de cada unidad constructiva están multiplicadas por un "Factor de tiempos inevitables 2018-2023 = 2.014" lo cual implica que el personal tiene una efectividad muy baja o dedica del total de las horas contratadas únicamente la mitad del tiempo para realizar las actividades para las que son contratados; esto implica entonces la duplicación de las horas de contratación necesarias y el costo de mano de obra, para la construcción de cada UCC.

La Distribuidora indica en su informe de etapa que:

- a. El tiempo efectivo de trabajo (mano de obra) en labores de construcción y mantenimiento se ve reducido toda vez que los vehículos pesados utilizados para estas labores (camiones, grúas, etc.), tienen restricciones de circulación debido a las regulaciones municipales de horarios de circulación para este tipo de vehículos.
- b. Los tiempos netos de trabajo se ven reducidos debido al tiempo requerido para cubrir las largas distancias entre las bodegas o centros de acopio y la ubicación de las obras de construcción o mantenimiento.

En este sentido, la Gerencia de Tarifas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha realizado inspecciones de las horas de salida de los camiones y grúas de las sedes de los contratistas de la distribuidora, en los municipios de Guatemala y Mixco, y se ha encontrado que estos empiezan a circular antes de las 9:00 am, contrario a lo argumentado por el Consultor de la Distribuidora. Para el efecto, se presentan las siguientes imágenes:





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.g FAX (502) 2290-8002

Las imágenes anteriores son congruentes con los datos indicados por los GPS en el archivo "Registro de tiempos de GPS 2016.xlsx", donde se observa que los camiones y grúas de los contratistas circulan en horarios que de acuerdo a lo indicado por el Consultor de la Distribuidora, no es posible.

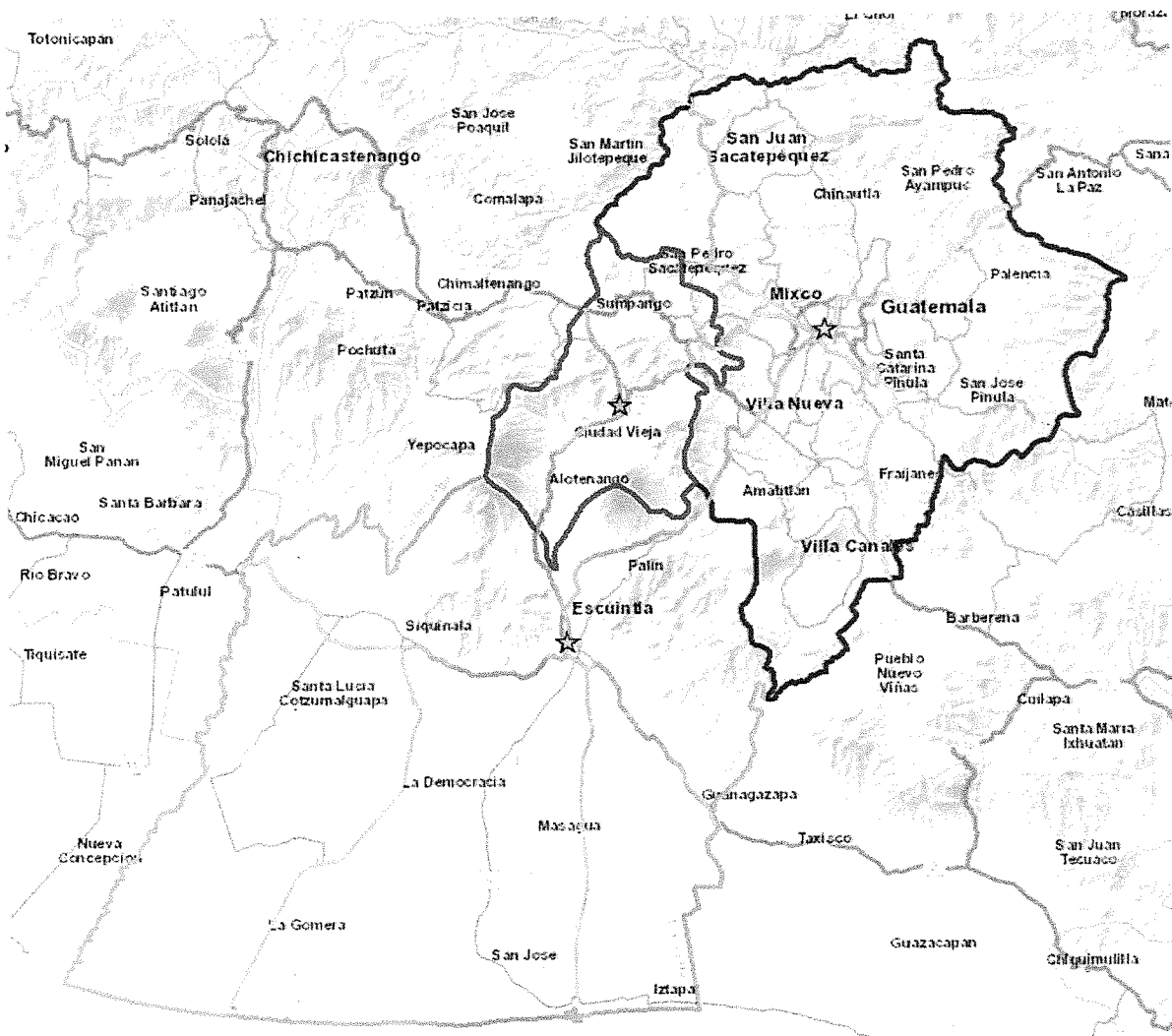
Asimismo, esta Comisión considera ineficiente que el Consultor de la Distribuidora generalice restricciones que son aplicables únicamente a 4 municipios de los 47 a los que atiende, es decir un 8.51% del total de municipios. En cuanto a superficie estos 4 municipios representan el 18.1% del total de km² de los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez; y en cuanto a activos, por ejemplo de la red de media tensión, en estos 4 municipios se encuentra únicamente el 28%.

Respecto a las distancias de movilización, se analizó las longitudes medias que requiere movilizarse la Distribuidora hacia sus instalaciones desde 3 puntos donde la Distribuidora podría tomar de punto de partida para realizar sus actividades y donde actualmente tiene sedes de trabajo, siendo estas: La Castellana (Ciudad de Guatemala), Escuintla y Antigua Guatemala. Tal y como se muestra en la siguiente imagen:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002



Se procedió a calcular las distancias medias para atender la red sobre las carreteras principales, obteniéndose un valor promedio de 19.45 km, tanto para ida como para el regreso.

Asimismo, al revisar el archivo "Etapa B - 02.03.01 Modelo EEGSA_ Escenario1.xlsx", donde la Distribuidora determina que los tiempos de movilización resultaban en promedio 142 minutos, se procedió a revisar dichos datos y se observaron distancias de movilización de los vehículos excesivas (hasta 75 km promedio al día), valores muy superiores a los parámetros medios calculados por esta Comisión. Al profundizar en los cálculos y la fuente de información utilizada para los mismos, se observó que los tiempos se referían a vehículos que incluían actividades de operación y mantenimiento, las cuales tienen tiempos de movilización muy superiores a los de construcción ya que en este tipo de actividades las cuadrillas de operación y mantenimiento deben movilizarse a diferentes puntos de trabajo para poder atender las diferentes emergencias o actividades de operación y mantenimiento. Por lo que, se concluye que los valores calculados por el

17



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

Consultor de la Distribuidora no son congruentes para ser utilizados en las actividades de construcción de las UUCC eficientes que hace mención la LGE y su Reglamento. En este sentido, lo que corresponde es calcular únicamente la distancia y el tiempo que toma llegar al lugar de trabajo, por lo que se procedió a realizar los ajustes correspondientes al tiempo de movilización, tal y como se indica a continuación:

En este sentido, luego de haber analizado la propuesta inicial del Consultor de la Distribuidora, se determinaron valores ajustados a las características y área de atención de la misma; asimismo se eliminaron criterios ineficientes o recursos innecesarios o que no son requeridos para la empresa eficiente de referencia de acuerdo a la normativa legal ya citada.

Con la distancia media de 19.45 kilómetros que se calculó, se procedió a determinar el tiempo necesario para recorrerla. Para el efecto, se utilizaron las velocidades medias de movilización para camiones (31 km/h) de acuerdo al archivo "Registro de tiempos de GPS 2016.xlsx", determinándose que el tiempo medio de desplazamiento resultante es de 35 minutos. Al mismo, se le adiciona 15 minutos de tiempo extra para movilización al punto de trabajo y otras movilizaciones que resultasen durante la semana, tales como: recolección de materiales. Dando un total de tiempo de movilización promedio diario de 50 minutos de ida y 50 minutos de regreso.

Asimismo, dentro del cómputo total de tiempos no utilizados para realizar las actividades de ejecución de obras se determinaron rubros incongruentes e ineficientes para el establecimiento de la empresa eficiente de referencia, siendo éstos el "Tiempo de espera luz solar" y el "Tiempo de espera (tiempo muerto)", por lo que de acuerdo a lo establecido en el artículo 83 del RLGE, dichas ineficiencias no podrán ser incluidas en la definición de las tarifas.

Adicionalmente, los tiempos diarios de los rubros de "Asignación de obra" y "Recepción y carga de materiales" se consideran ineficientes, dado el Consultor de la Distribuidora supone que todos los operarios todos los días deben realizar estas actividades, pero de acuerdo a lo establecido al concepto de VNR, éstas actividades no son necesarias con una frecuencia diaria ni que todos los operarios tengan que realizar las mismas, ya que estas actividades pueden ser realizadas con una frecuencia menor, por ejemplo una vez por semana, y no es necesario que todos los operarios tenga que realizarlas. En este sentido, el máximo valor que puede reconocerse para dichas actividades en promedio diario serán de 6 y 18 minutos respectivamente (30 y 90 minutos respectivamente por operario representativo a la semana); respecto a los tiempos de movilización, en el archivo "Registro de tiempos de GPS 2016.xlsx" se observa errores conceptuales, ya que las distancias de movilización diarias de los vehículos pareciera que los registros corresponden a vehículos dedicados a actividades de operación y mantenimiento, lo cual puede inducir a errores de cálculo para las actividades de construcción en donde únicamente se necesita determinar el tiempo para llegar a la obra y luego regresarse, actividad que tiene una característica distinta a la operación y mantenimiento, en donde a los vehículos se les asigna múltiples tareas y movilizaciones por día.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 3.2.2, 4.3.2, a los artículos 82, 83, 84, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al consultor de la Distribuidora utilizar como máximo para el costo horario de mano de obra, los siguientes factores de tiempos inevitables:

a) Para actividades de Construcción:

Actividad cronológica	Tiempo en Horas	Inicio	Final
Asignación de obra	0:05:00	8:00:00	8:05:00
Recepción y carga de materiales	0:18:00	8:05:00	8:23:00
Transporte	0:50:00	8:23:00	9:13:00
Charla de seguridad y capacitación SISO	0:06:00	9:13:00	9:19:00
Organización del trabajo	0:10:00	9:19:00	9:29:00
Delimitar área de trabajo y señalización	0:06:00	9:29:00	9:35:00
Ejecución de Unidades Constructivas	2:55:00	9:35:00	12:29:00
Almuerzo y refrigerios	0:30:00	12:30:00	13:00:00
Ejecución de Unidades Constructivas	2:53:00	13:00:00	15:53:00
Transporte	0:50:00	15:53:00	16:43:00
Reporte de fin de obra	0:05:00	16:43:00	16:48:00
Total	8:48:00		
Factor de tiempos inevitables		1.52	

b) Para actividades de Operación y Mantenimiento:

Actividad cronológica	Tiempo en Horas	Inicio	Final
Asignación de obra	0:10:00	8:00:00	8:10:00
Recepción y carga de materiales	0:30:00	8:10:00	8:40:00
Transporte	1:11:00	8:40:00	9:51:00
Charla de seguridad y capacitación SISO	0:06:00	9:51:00	9:57:00
Organización del trabajo	0:10:00	9:57:00	10:07:00
Delimitar área de trabajo y señalización	0:06:00	10:07:00	10:13:00
Ejecución de Unidades Constructivas	2:17:00	10:13:00	12:30:00
Almuerzo y refrigerios	0:30:00	12:30:00	13:00:00
Ejecución de Unidades Constructivas	2:32:00	13:00:00	15:32:00
Transporte	1:11:00	15:32:00	16:43:00
Reporte de fin de obra	0:05:00	16:43:00	16:48:00
Total	8:48:00		
Factor de tiempos inevitables		1.83	



Modelos de Optimización

25. Optimización de redes

Los Términos de Referencia establecen lo siguiente:

- e) Numeral 4.2.: "se deberán justificar las tecnologías óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas a utilizar para el desarrollo de las Redes eficientes en función de los requerimientos para cada una de las densidades resultantes del Estudio de la Demanda con las particularidades del área atendida. Se deberán analizar los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento, pérdidas y de energía no suministrada, correspondiente a cada una de las redes, haciendo análisis comparativos con las diferentes alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y las tecnologías utilizadas actualmente por la Distribuidora."
- f) Numeral 4.4.: "La evaluación técnico económica resultará de la minimización de los costos anuales de inversión (VNR), operación, mantenimiento y pérdidas, para lo cual se deberán utilizar modelos matemáticos perfectamente trazables en cada uno de sus componentes o software especializado de uso general con las certificaciones que correspondan.

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

- a. Selección de las configuraciones óptimas en MT/BT de las diferentes configuraciones: trifásico, bifásico y monofásico (en BT dos (2) y tres (3) hilos)
 - b. Selección de las tecnologías óptimas
 - c. Selección del material y calibres óptimos de conductores de MT/BT, mínimo deberá evaluar seis (6) secciones
 - d. Optimización de los centros de transformación y sus diferentes configuraciones"
- g) Numerales 4.4.3. y 4.4.8.1. "Deberán elaborarse diversas configuraciones topológicas y tecnológicas, para obtener el VNR de una red distribución que de acuerdo al artículo 67 de la Ley, lo que implica que únicamente se reconocerán instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere. Para el efecto deberá calcularse para cada una de ellas sus costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas, y que cumplan con los niveles de calidad requeridos en las NTSD y NTDOID. Los resultados deberán ser presentados en forma de cuadros y gráficos que permitan seleccionar la alternativa de mínimo costo de la prestación del servicio para el usuario. Solo se reconocerán aquellas instalaciones o parte de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.

Así mismo deberá evaluarse la característica y material de la estructura o poste para definir la tecnología optima y económicamente justificada para prestar el servicio que se requiere, en cualquier caso las características que se propongan deberán realizarse en estricto apego al cuarto párrafo del artículo 85 RLGE. Si el Distribuidor propone apartarse de las condiciones reales de la forma como realiza y selecciona los materiales en su operación real, deberá justificar fehacientemente dicha



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

contradicción entre lo propuesto como eficiente y la operación real de la Distribuidora.

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

"Se deben analizar distintas tecnologías, calibres (mínimo 6) y materiales para diseñar las acometidas que mejor correspondan de acuerdo a la demanda de potencia de cada usuario y su configuración de alimentación (2, 3 y 4 conductores). Para este análisis deberá considerarse los precios definidos en la Etapa B. Los criterios de optimización técnico – económicos serán los establecidos en el numeral 4.4.3."

- h) Numeral 3.2.1 "Materiales y equipos": "Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por la CNEE mediante Resolución". Al respecto, la CNEE emitió las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018 donde se aprobaron los valores eficientes de materiales a ser utilizados en la presente revisión tarifaria.

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 60 y 67 que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, para la selección de los conductores óptimos, el Consultor de la Distribuidora, se basó únicamente en los cables aprobados según las NORMAS CONSTRUCTIVAS DE EEGSA (Norma NE 05.00.01) y en los materiales aprobados según la Resolución CNEE-243-2017, sin presentarse ningún sustento de cálculo para la selección de conductor.

Adicionalmente, el Consultor de la Distribuidora entregó varios archivos donde se realizó la optimización de las Áreas Urbanas en Damero (AUD) y el Resto de Red (RdR), en las cuales deberían elaborar diversas configuraciones topológicas y tecnológicas, para obtener el VNR de una red distribución que de acuerdo al artículo 67 de la Ley, sea óptimamente dimensionada y económicamente justificada para prestar el servicio que se requiere. Sin embargo, se observa que el Consultor de la Distribuidora utiliza pocas opciones tecnológicas para analizar y dimensionar óptimamente la red del distribuidor.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Por otro lado, al analizar información recibida mediante la Resolución CNEE-50-2011 para el segundo semestre del año 2016 (año base), se tiene los siguientes porcentajes de uso de cables y transformadores:

Activo	Resolución CNEE-50-2011	Aprobado Resolución CNEE-243-2017	Utilizado en EVAD	Comentario
Conductores para Media Tensión (calibres)	<u>556</u> : 3.50% <u>477</u> : 0.42% <u>394.5</u> : 0.05% <u>336</u> : 11.01% <u>266</u> : 0.02% <u>4/0</u> : 3.20% <u>1/0</u> : 53.60% <u>2</u> : 27.35% <u>4</u> : 0.53% <u>6</u> : 0.21%	556 477 394.5 336 4/0 3/0 1/0 2	<u>556</u> : 3.6% <u>477</u> : - <u>394.5</u> : 3.9% <u>336</u> : 1.0% <u>266</u> : - <u>4/0</u> : 11.6% <u>1/0</u> : 79.8% <u>2</u> : - <u>4</u> : - <u>6</u> : -	El Consultor de la Distribuidora en su optimización reasignó alrededor de un 28% de la red de BT de calibres #2 o menores, a un calibre 1/0
Conductores para Baja Tensión (calibres)	<u>4/0</u> : 0.6% <u>1/0</u> : 59.7% <u>2</u> : 28.5% <u>4</u> : 7.1% <u>6</u> : 2.6% <u>8</u> : 0.8%	4/0 1/0 2 4 6	<u>4/0</u> : 7% <u>1/0</u> : 93% <u>2</u> : - <u>4</u> : - <u>6</u> : - <u>8</u> : -	El Consultor de la Distribuidora en su optimización reasignó alrededor de un 39% de la red de BT de calibres #2 o menores, a un calibre 1/0
Conductores para Acometidas (calibres)	<u>Al dúplex #6</u> : 17.7% <u>Al tríplex 1/0</u> : 0.3% <u>Al tríplex #2</u> : 1.8% <u>Al tríplex #4</u> : 78.4% <u>Al tríplex 4/0</u> : 0.0006% <u>Al cuádruplex 1/0</u> : 0.08% <u>Al cuádruplex #2</u> : 0.49% <u>Al cuádruplex #4</u> : 0.51% <u>Al cuádruplex 4/0</u> : 0.01%	Al Dúplex 6 Al Tríplex 2 Al Tríplex 4 Al Tríplex 6 Al Tríplex 1/0 Al Tríplex 4/0 Al Cuádruplex 4 Al Cuádruplex 1/0	<u>Al dúplex #6</u> : - <u>Al tríplex 1/0</u> : 0.1% <u>Al tríplex #2</u> : 0.3% <u>Al tríplex #4</u> : 98.4% <u>Al tríplex 4/0</u> : 0.1% <u>Al cuádruplex 1/0</u> : 0.2% <u>Al cuádruplex #2</u> : - <u>Al cuádruplex #4</u> : 0.9% <u>Al cuádruplex 4/0</u> : -	El Consultor de la Distribuidora está asignando un tipo sobredimensionado de acometida para el 17.7% de usuarios que tienen acometida dúplex #6.

Handwritten signatures and marks at the bottom of the page.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002

Transformadores (potencias)	5: 0.42%	5	5: -	Se puede observar que los resultados de esta optimización dieron como valor óptimo potencias de transformadores de 10 kVA
	10: 22.78%	10	10: 50%	
	15: 2.05%	15	15: -	
	25: 40.94%	25	25: 27%	
	37.5: 1.15%	37.5	37.5: -	
	50: 26.17%	50	50: 17%	
	75: 2.90%	100	75: 0.4%	
	100: 0.61%		100: -	
	167: 1.04%		150: 5.9%	
		167: -		
		300: 0.004%		

Como se puede observar, el Consultor de la Distribuidora no utiliza en su optimización todos los materiales disponibles y autorizados por la CNEE, y que además son usados en la realidad de la Distribuidora, incumpliendo así lo que indica el artículo 67 de la LGE en el cual se debe calcular el VNR con las instalaciones económicamente adaptadas para prestar el servicio que se requiere con las tecnologías disponibles en el mercado.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 4.4., 4.4.3. y 4.4.8. de los TDRs y el artículo 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que utilice diversas configuraciones topológicas y tecnológicas para obtener una red de distribución económicamente adaptada con instalaciones óptimamente dimensionadas para prestar el servicio que se requiere.

En cuanto a las acometidas propuestas para la red óptima, se le requiere al Consultor de la Distribuidora diseñar las acometidas óptimas de acuerdo a la demanda de potencia de cada usuario y su configuración de alimentación (2, 3 y 4 conductores), y no sobredimensionarlas como lo hizo para el 17.7% de usuarios que en la realidad tienen una acometida dúplex calibre #6.

26. Equipos de red

Sobre este tema los Términos de Referencia en su numeral 4.4.4., establecen que: "El proceso de optimización de las redes de MT y BT podrá incluir en el cálculo del VNR de MT equipos de red tales como:

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

Los equipos adicionales a lo realmente instalados que se requieran incluir en el estudio, para cumplir con los niveles de calidad requeridos por la normativa vigente, y para determinar las instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

para prestar el servicio, deberán considerarse como parte de los planes de expansión a los que se hacen mención en el numeral 4.7."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 85, establece que

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en el archivo "EEGSA EVAD 2018 - VNR y Anualidad Inversion - 24-01-2018.xlsx", pretende que se reconozcan en este estudio 32 "Seccionadores automatizados", adicionales a la cantidad realmente instalada en la red de la distribuidora, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Comparación de equipos MT [ud]					
Zona	Tipo	Fases	Red real	Red optimizada	Diferencia
AUD	Seccionadores automatizados	Trifásicos	197	229	32

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.4.4., el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que los 32 seccionadores automatizados adicionales que propone incluir en su estudio, sean solicitados como un plan de expansión para la mejora de la calidad de la Distribuidora de acuerdo a los requerimientos que establece el numeral 4.7. de los TDRs.

27. Instalaciones de distribución, subtransmisión y generación distribuida 2017-2023

Sobre este tema los Términos de Referencia en su numeral 4.4.5., establecen que: "Para el análisis de la red óptima de distribución para el Próximo Período Tarifario para el área de concesión de la Distribuidora (2017-2023), se deben considerar como condiciones de borde en el modelo la nueva infraestructura de transmisión, subtransmisión y generación distribuida existentes y los proyectos que entrarán a operar en el período 2017-2023 (se deberán considerar los Planes de Expansión de los Sistemas de Transporte y Generación de Energía Eléctrica establecidos).

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

... Las instalaciones y/o modificaciones a instalaciones existentes realizadas a costas de los GDs instalados en la red de la Distribuidora, serán descontadas del VNR; asimismo para los GDs que se proyecten en el análisis de optimización no deberán reconocerse las



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

instalaciones que correspondan ser asumidas por estos generadores. Para estos casos deberá presentar el detalle de las instalaciones de cada uno de estos generadores."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

El Consultor de la Distribuidora indica que para que algunos de estos Generadores Distribuidos se pudieran incorporar a la red de la Distribuidora tuvieron que realizar los siguientes cambios o ampliaciones de la red:

No.	Nombre del GDR's	Ampliación de línea	Observación
1	Hidroeléctrica Monte María	N/A	
2	Hidroeléctrica Santa Elena	N/A	
3	Hidroeléctrica La Paz	N/A	
4	Hidroeléctrica Las Victorias	N/A	
5	Gas Metano Gabiosa	N/A	
6	Hidroeléctrica Santa Anita	30,550 mts de línea 336 AAC	No Ejecutado
7	Hidroeléctrica Las Uvitas	1,616 mts de línea 556.6	Ejecutado
8	Hidropower SDMM	N/A	
9	Hidroeléctrica Cerro Vivo	N/A	
10	Biogás Vertedero El Trébol	N/A	
11	Biogás Vertedero El Trébol Fase II	705 mts de línea 336 AAC	Ejecutado
12	Hidroeléctrica El Salto Marinalá	2,600 mts de línea 556.5 AAC	Ejecutado

Tabla 5-35 Listado de modificaciones efectuadas a la red de MT

Por lo que, los kilómetros de red de media tensión previamente indicados, los cuales fueron construidos por los generadores distribuidos y cedidos posteriormente a la Distribuidora, deberán ser considerados como donación para el cálculo de la anualidad del VNR.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.4.5., a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que adicione, como donaciones, los siguientes kilómetros de red de media tensión, para el cálculo de la anualidad del VNR:

Tipo de red	Cantidad (km)
3F 556	4.216
3F 336	0.705

Anualidad de la Inversión

28. Factor de Depreciación de los Activos

Los Términos de Referencia en su numeral 4.10 indican que: "Para considerar el costo total a reconocer con respecto al capital, se utiliza el criterio de reconocer una renta sobre el valor neto del capital inmovilizado en los activos de servicio (VNR menos depreciación acumulada) más una amortización corriente proporcional al valor bruto (VNR). Además, se debe agregar como parte del costo de capital la alícuota que debe tributar la renta en concepto de impuesto a las ganancias. Este criterio es coherente con la utilización como base de capital del método de VNR. El Factor de Recuperación de Capital así definido, de aquí en adelante FRC, es la expresión matemática que incorpora ambos retornos: sobre el capital (renta) y del capital (amortización). El cual, debe de calcularse de la manera siguiente:

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

Dónde:

- FRC = Factor de Recuperación de Capital.
- T_o = Vida Útil Promedio ponderada por el Costo de Reposición de los Activos de acuerdo a las definiciones dadas en el punto 4.4.1 del presente documento, Condiciones de Cálculo de la Evaluación Técnico-Económica de la Etapa de Optimización.
- r = Tasa de Actualización aprobada por la CNEE.
- T_a = Periodo de amortización (= T_o).
- g = Alícuota del Impuesto Sobre la Renta



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gt FAX (502) 2290-8002

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

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 60 y 67 que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora presenta la misma propuesta que entregó el entonces Consultor de la Distribuidora SYNEX-Mercados Energéticos durante la revisión tarifaria de EEGSA del año 2013 para el cálculo del FRC. La propuesta indica que se debe considerar el crecimiento de las instalaciones de distribución para determinar el factor de depreciación de las instalaciones de la Distribuidora, es decir el supuesto es que la depreciación de las instalaciones no sólo debe considerarse sobre el VNR inicial, sino también sobre el crecimiento de las instalaciones considerando el período de crecimiento de las mismas. En ese sentido, se presenta el cálculo de la tasa de crecimiento anual de las instalaciones desagregadas en: i. Instalaciones de MT; ii. Instalaciones de BT; iii. Centros de Transformación MT/BT; iv. Equipos de Medición; v. Equipos de Protección y Maniobra; vi. Sistemas de Información. La tasa de crecimiento anual de las instalaciones se calcula a partir del año 2002. Pero nunca presentó la realidad de la empresa para demostrar la depreciación de los activos, para el efecto debió haber presentado los Estados de Resultados en los que se refleja el grado de depreciación de los activos de la Distribuidora.

Adicionalmente, el Consultor de la Distribuidora utilizó los siguientes valores en el cálculo del FRC, entre otros:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

	Instalacio- nes de MT	Instalacio- nes de BT	Centros de Tr. MT/BT	Equipos de medición	Equipos de protección y maniobra	Análisis
T _a = T ₀ años	30	25	25	20	15	De acuerdo al numeral 4.4.1 de los TDRs
r %	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	De acuerdo a la Resolución CNEE-263-2012
g %	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	De acuerdo al Impuesto Sobre la Renta vigente (Decreto 10-2012)
tci %	1.83%	3.13%	3.42%	3.93%	1.83%	No se observa la documentación de respaldo de los datos
n años	14	14	14	14	14	Este período no se considera adecuado, tomando en cuenta que la red de la Distribuidora existe desde mucho antes.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 4.4.1. y 4.10 y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que:

- Presente sus Estados Financieros debidamente auditados para los años 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016, para establecer el grado de depreciación de los activos de la Distribuidora y así, poder validar los factores de depreciación propuestos en su estudio.
- En su defecto, los valores mínimos a reconocer para el factor de depreciación, que se utilizarán en el cálculo del FRC de acuerdo al modelo presentado por el Consultor, serán los siguientes:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnec@cnec.gub.gu FAX (502) 2290-8002

		Instalaciones de MT	Instalaciones de BT	Centros de Tr. MT/BT	Equipos de medición	Equipos de protección y maniobra
$T_a = T_0$	años	30	25	25	20	15
r	%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
g	%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
tci	%	1.83%	3.13%	3.42%	3.93%	1.83%
n	años	30	25	25	20	15
FDA	°/1	1.9534	1.9107	1.8942	1.9206	2.0103

Donde "n" se considera igual a la vida útil indicada en el numeral 4.4.1 de los TDRs.

Niveles de Eficiencia

29. Indicadores de Eficiencia

Al analizar los datos presentados en este informe, y compararlos con los indicadores de eficiencia emitidos mediante la Resolución CNEE-1-2018, se encontró lo siguiente:

Indicadores de Eficiencia	Dimensional	CNEE-1-2018	Informe de Etapa	Diferencia (%)
kVA instalado por kilómetro de Red de Media Tensión	kVA/km	371.06	239.09	-35.6%
Costo promedio por kVA instalado Monofásico	USD/kVA	41.54	46.49	11.9%
Costo promedio por kVA instalado Trifásico	USD/kVA	50.45	61.93	22.8%
Vano Medio Media Tensión	mts	77.21	42.57	-44.9%
Vano Medio Baja Tensión	mts	43.62	40.50	-7.2%
Metros por usuarios de Media Tensión	mts/#	6,223.09	6,205.01	-0.3%
Metros por usuarios de Baja Tensión	mts/#	7.11	7.09	-0.2%
Metros de acometidas/Usuarios Totales	mts/#	17.93	17.41	-2.9%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

Metros totales (incluyendo acometidas) por usuarios totales	mts/#	31.81	31.18	-2.0%
Estructuras compartidas BT (Estructuras AT o MT compartidas con líneas BT/total de estructuras BT)	%	49.9%	49.89%	-0.1%
Estructuras compartidas MT (Estructuras AT compartidas con líneas MT/total estructuras MT)*	%	0.7%	1.33%	90.1%
Postes de Madera en MT/Postes Totales MT (madera+concreto+metálico)	%	31%	13.52%	-56.3%
Postes de Madera en BT/Postes Totales BT (madera+concreto+metálico)	%	56%	46.97%	-15.4%

Sobre este tema, los Términos de Referencia, en su numeral 1.6.2, indican que: "En cumplimiento del artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Empresa Eficiente de Referencia que el Consultor proponga, deberá presentar niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior, los cuales **no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período**. Lo cual implica que en el presente estudio, la Distribuidora no deberá incluir reducciones en las eficiencias alcanzadas de la operación real respecto a precios medios obtenidos, factores de utilización de las instalaciones (eficiencia de uso de las instalaciones), niveles de pérdidas (eficiencia de las redes de baja y media tensión, centros de transformación y otros equipos) y otras actividades propias de la operación, mantenimiento, comercialización y administración de la Distribuidora. Para el efecto se aplicará lo que corresponde de acuerdo a la resolución que emita la CNEE y no se reconocerán en la empresa eficiente reducciones a la eficiencia alcanzada en el Período Tarifario Anterior y la operación real de la Distribuidora."

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 60 y 67 que: "Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 4.4.1. y 4.10 y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que cumpla con proponer un diseño de red eficiente que mejore o iguale los indicadores: "Postes de Madera en MT/Postes Totales MT (madera+concreto+metálico)" y "Postes de Madera en BT/Postes Totales BT (madera+concreto+metálico)" en comparación a los indicadores aprobados mediante la Resolución CNEE-1-2018.

Etapa D- Balance de Energía y Potencia

30. Factores de Pérdidas

Sobre este tema, el numeral 1.6.2. de los TDRs, establece que: *"En cumplimiento del artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Empresa Eficiente de Referencia que el Consultor proponga, deberá presentar niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior, los cuales **no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período.** Lo cual implica que en el presente estudio, la Distribuidora no deberá incluir reducciones en las eficiencias alcanzadas de la operación real respecto a precios medios obtenidos, factores de utilización de las instalaciones (eficiencia de uso de las instalaciones), niveles de pérdidas (eficiencia de las redes de baja y media tensión, centros de transformación y otros equipos) y otras actividades propias de la operación, mantenimiento, comercialización y administración de la Distribuidora. Para el efecto se aplicará lo que corresponde de acuerdo a la resolución que emita la CNEE y no se reconocerán en la empresa eficiente reducciones a la eficiencia alcanzada en el Período Tarifario Anterior y la operación real de la Distribuidora."*

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 82, 83 y 85, establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

Sin embargo, al analizar la propuesta de la Distribuidora de los factores de pérdidas de potencia y energía y comparándolos con los factores vigentes se observa lo siguiente:

Factor	Valores Vigentes	Valores Propuestos G1	Diferencia (%)
FPEBT	1.059468	1.056319	-0.30%
FPEMT	1.019778	1.019201	-0.06%
FPE	1.080422	1.076602	-0.35%
FPPBT	1.068118	1.072954	0.45%
FPPMT	1.024275	1.024192	-0.01%
FPP	1.094047	1.098910	0.44%

Como puede observarse, el Consultor de la Distribuidora propone un factor ineficiente de pérdidas de potencia de baja tensión en comparación con el mismo factor vigente.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 1.6.2. de los TDRs y los artículos 82, 83 y 85 del RLGE, se requiere al Consultor de la Distribuidora adecuar sus modelos o factores de incremento de pérdidas a manera de proponer un factor de pérdidas de potencia de baja tensión menor o igual al que está vigente.

Etapa E- Costos de Explotación

Costos Directos de Operación y Mantenimiento (OYM)

31. Materiales asignados a las Tareas de OYM

Los numerales 6.3.1 y 6.3.3 de los Términos de Referencia establecen al respecto que: "Las actividades de Operación y Mantenimiento tienen como marco de referencia las mejores prácticas, en particular las relativas a Calidad del Producto Técnico y Calidad del Servicio Técnico, la estructura topológica de la red y la valorización que otorga el usuario a las molestias y pérdidas económicas por la eventual interrupción del servicio eléctrico. Por lo que de acuerdo al artículo 73 de la LGE "...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia..."

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002

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

Las cantidades eficientes presentadas como óptimas en las literales anteriores, deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE."

Asimismo, los TDRs en su numeral 3.2.1 "Materiales y equipos", establecen que: "Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por la CNEE mediante Resolución". Al respecto, la CNEE emitió las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018 donde se aprobaron los valores eficientes de materiales a ser utilizados en la presente revisión tarifaria.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 98, establece que:

"Periodicidad de los Estudios Tarifarios. Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 73 y 74, establece que:

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

"Cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión. La Comisión podrá disponer que diversos distribuidores contraten un solo estudio, si las densidades de distribución son parecidas en cada grupo, y usar un sólo VAD para la determinación de las tarifas de todas las empresas calificadas en un mismo grupo. 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."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora presenta en el archivo "Modelo Costos Explotación EEGSA.xlsx", en la pestaña "RepO&M" materiales que no han sido aprobados por la CNEE, tal y como se muestra a continuación:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

Código material	Descripción	PIVOTE	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	Familia	Código CNEE	COSTO UNITARIO (USD)	PRECIO EN 243-2018
310326	CABLE ALUM 336. 6AAAC SEMI PROTEGIDO15KV	MAYOR	UNIDAD/KM	3.87	Conductores	CCA03	3.87	HN/A
310102	CABLE COBRE 4/0 C/F THW P/600 V	MAYOR	UNIDAD/KM	6.36	Conductores	CCA07	6.36	HN/A
310031	Cable Compact Al 556.5 MCM AAC Protegido			4.73	Conductores	CCA108	4.73	HN/A
310204	CABLE 15 KV. CU. XLPE 500 MCM C/CUBIERT	MENOR	UNIDAD/KM	48.93	Conductores	CCA109	48.93	HN/A
310012	Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre. No. 2 AWG (3)			2.22	Conductores	CCA47	2.22	HN/A
310344	CABLE ALUM 1/0 ACSR C/F	MAYOR	UNIDAD/KM	0.72	Conductores	CCA60	0.72	HN/A
310399	CABLE ALUM 4 No. 2 T/ FORR	MAYOR	UNIDAD/KM	1.73	Conductores	CCA63	1.73	HN/A
310415	CABLE ALUM. 3 No. 4/0 Y 1 No. 2/0 ACSR	MAYOR	UNIDAD/KM	4.66	Conductores	CCA65	4.66	HN/A
310448	CABLE ACERO GALV 7/16 plg	MAYOR	UNIDAD/KM	0.87	Conductores	CCA70	0.87	HN/A
310080	CABLE COBRE No. 14 NEGRO THHN 600 V	MAYOR	UNIDAD/KM	0.18	Conductores	MVA24	0.18	HN/A
310771	CABLE TSJ 2 X 14THHN	MAYOR	UNIDAD/KM	0.51	Conductores	CCA71	0.51	HN/A
310516	CABLE STP CAT 5			0.56	Conductores	CCA75	0.56	HN/A
410067	CONT.TRIF. 120V/480V.4ALAM.CL.20 2.5A.3ELE			264.39	Medidores	CON05	264.39	HN/A
410078	Medidores 25s.			124.80	Medidores		124.80	HN/A
	Estructura Metalica Para Regulador de Voltaje		UNIDAD/KM	-	Protección y manio	EMRV	-	HN/A
780742	PRECINTOS NEGROS DE CORTE			0.10	Protección y manio	MVA240	0.10	HN/A
320156	PARARRAYOS PARA TELECOMUNICACIONES	MENOR	UNIDAD/KM	60.86	Protección y manio	MVA245	60.86	HN/A
860070	Espuma de Poliuretano expansiva			7.71	Protección y manio	MVA266	7.71	HN/A
330452	Conector Anderson TLS-42-TP			4.97	Protección y manio	MVA52	4.97	HN/A
320061	AISLADOR POLIMERO DE 25KV	MAYOR	UNIDAD/KM	13.56	Protección y manio	PAP203	13.56	HN/A
320092	AISLADOR HIBRIDO P/15 KV	MAYOR	UNIDAD/KM	53.05	Protección y manio	PAP205	53.05	HN/A
380338	INT. RECLOSER DE LINEA P/15.5 KV 630 AMP	MAYOR	UNIDAD/KM	12.676.05	Protección y manio	PAP212	12.676.05	HN/A
320010	AISLADOR PORC T/PIN P/13.2 KV	MAYOR	UNIDAD/KM	2.96	Protección y manio	PAP199	2.96	HN/A
423001	REGULADORES DE VOLTAJE 250 KVA 7620 VOLT	MAYOR	UNIDAD/KM	14.364.71	Protección y manio	REG05	14.364.71	HN/A
320108	CORTACIRCUITOS DE 200 AMP 15 KV	MAYOR	UNIDAD/KM	64.56	Protección y manio	PAP13	64.56	HN/A
380039	INT.TRIF. EST.SOLIDO C/CONTROL P/15KV			5.331.62	Protección y manio		5.331.62	HN/A
380340	INT.RECLOSER/LIN. 1F. 15.5 KV 630 AMP Ente			5.842.45	Protección y manio		5.842.45	HN/A
400003	Amés para caja Test Block			17.12	Protección y manio		17.12	HN/A
400062	CAJA METÁLICA TIPO II P/INST.EN POSTE			283.59	Protección y manio		283.59	HN/A
400076	CONECTORES DE 3/4 P/MANGUERA LIQUIDTIGHT			1.29	Protección y manio		1.29	HN/A
400077	CAJA P/CONT.T/SOCKET13 QULJ 2 TAPA S/T.B			97.98	Protección y manio		97.98	HN/A
400144	MANGUERA LIQUID TIGHT DE 3/4"			1.61	Protección y manio		1.61	HN/A
400188	Transfor/ d/contiente d/200.5 d/rango ex			799.30	Protección y manio		799.30	HN/A
400206	TRANS/D/POTENCIAL 15-KV 70:1			718.04	Protección y manio	PAP26	718.04	HN/A
730914	TOMACORRIENTE DOBLE POLARIZ.P/SOBREPONER			0.99	Protección y manio		0.99	HN/A
423141	TRAN.T/PED.3F. 225KVA.120/208Y.OP ANILLO	MAYOR	UNIDAD/KM	10.078.29	Transformadores	TTR22	10.078.29	HN/A
423139	TRAN.T/PED.3F. 500 KVA.120/208Y.OP ANILLO	MAYOR	UNIDAD/KM	16.179.34	Transformadores	TTR24	16.179.34	HN/A
423315	TRAN.3F. 300KVA.13.2 KV. 120/208Y.T/SECO	MAYOR	UNIDAD/KM	19.540.52	Transformadores	TTR25	19.540.52	HN/A
423317	TRANS.3F. 500 KVA.13.2KV. 120/208Y.T/SECO	MAYOR	UNIDAD/KM	20.737.13	Transformadores	TTR26	20.737.13	HN/A
423140	TRAN.3F. T/PED.750 KVA.120/208Y.OP ANILLO	MAYOR	UNIDAD/KM	28.140.59	Transformadores	TTR69	28.140.59	HN/A
423148	TRAFQ.MONOF.T/PED. 50KVA.120/240 V	MAYOR	UNIDAD/KM	3.107.59	Transformadores	TTR71	3.107.59	HN/A
423318	TRANSF.3F.750KVA.13.2 KV 120/208Y.T/SECO	MAYOR	UNIDAD/KM	27.175.66	Transformadores	TTR76	27.175.66	HN/A
310040	ALAMBRE COBRE No. 12 C/F NEGRO THHN 600V			0.25	Varios	MVA03	0.25	HN/A
330994	GRAPA PLÁST.SUSP.NEUT.1/0-2/0	MENOR	UNIDAD/KM	1.84	Varios	MVA102	1.84	HN/A
331070	MONTURA TRANSFORMADORES DE MEDICION			407.97	Varios	MVA111	407.97	HN/A
331688	TERMINAL T/T ALUM. 336.4AAC	MENOR	UNIDAD/KM	43.83	Varios	MVA131	43.83	HN/A
331764	TORNILLO BRONCE 1/2 plg X 1-3/4 plg	MENOR	UNIDAD/KM	2.17	Varios	MVA136	2.17	HN/A
331800	TORNILLO C/ESPIRAL 5/8 plg X 1.5 plg (400 MM)	MENOR	UNIDAD/KM	4.66	Varios	MVA137	4.66	HN/A
332256	TORNILLO MÁQUINA 5/8 plg X 10 plg	MENOR	UNIDAD/KM	1.05	Varios	MVA143	1.05	HN/A
332264	TORNILLO MÁQUINA 5/8 plg X18 plg	MENOR	UNIDAD/KM	2.01	Varios	MVA144	2.01	HN/A
332637	Torn Acero Inex. 1/4" x 1" Cold.wash.tu			0.29	Varios	MVA149	0.29	HN/A
332766	WASHA PRESION ACERO DE 1/2 plg	MENOR	UNIDAD/KM	0.48	Varios	MVA151	0.48	HN/A
350124	BUSHING INSERT.PARQUEO/PARARR.	MENOR	UNIDAD/KM	215.11	Varios	MVA157	215.11	HN/A
350404	MANGA HULE UNIV	MENOR	UNIDAD/KM	3.70	Varios	MVA165	3.70	HN/A
350712	TERMIN.EXT. 1/0 UD C/CHAQUETA	MENOR	UNIDAD/KM	-41.62	Varios	MVA174	-41.62	HN/A

17



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

380384	MODULO SEC.ELECT.70AMP2CONT. P/CORTAC	MENOR	UNIDAD/KM	694.90	Varios	MVA181	694.90	HN/A
380388	MODULO DE SECC.ELECT.140AMP.2CONT.P/CORT	MAYOR	UNIDAD/KM	713.42	Varios	MVA182	713.42	HN/A
380411	MODULO DE SECC.ELECT.140AMP.3CONT.P/CORT	MAYOR	UNIDAD/KM	726.71	Varios	MVA183	726.71	HN/A
380420	NTU-7575	MENOR	UNIDAD/KM	3,624.38	Varios	MVA184	3,624.38	HN/A
380425	RADIO MOVIL. MOTO PRO 5100UHF			487.60	Varios	MVA186	487.60	HN/A
380427	ANTENA YAGI MAXRAD MYA-4506 C/CON PL-HEM	MENOR	UNIDAD/KM	125.71	Varios	MVA187	125.71	HN/A
380452	FUENTE ASTRON 12 VDC RS-12M	MENOR	UNIDAD/KM	121.78	Varios	MVA191	121.78	HN/A
380454	DUAL SERIAL GATEWAY	MENOR	UNIDAD/KM	1,087.29	Varios	MVA192	1,087.29	HN/A
380456	BATERIA 27FN60LSMF 1/2 Y 45 A/H	MENOR	UNIDAD/KM	85.11	Varios	MVA193	85.11	HN/A
330084	VARILLA 2 OJOS 5/8 plg X 6 pies PARA ANCLA	MENOR	UNIDAD/KM	8.73	Varios	MVA20	8.73	HN/A
391712	SUPRESOR DE VOLTAJE	MENOR	UNIDAD/KM	44.40	Varios	MVA221	44.40	HN/A
400131	CUBIERTA POLICARBON P/MED.ELECT.ELSTER	MENOR	UNIDAD/KM	13.68	Varios	MVA225	13.68	HN/A
400272	ANTENA DIRECCIONAL	MENOR	UNIDAD/KM	69.44	Varios	MVA227	69.44	HN/A
400275	ROUTER INALAMBRIICO INTELIGENTE 3G	MENOR	UNIDAD/KM	186.85	Varios	MVA229	186.85	HN/A
780294	CANDADO MASTER 6-1/2 A-389	MENOR	UNIDAD/KM	11.16	Varios	MVA237	11.16	HN/A
780242	CANDADO MASTER NO.2 R-2359	MENOR	UNIDAD/KM	10.69	Varios	MVA238	10.69	HN/A
780774	PRECINTO C/ROJO T/CANDADO C/GANC.SEG.S/H			0.21	Varios	MVA241	0.21	HN/A
380382	MODULO DE SECC.ELECT.50AMP.3CONT.P/CORTA	MAYOR	UNIDAD/KM	632.89	Varios	MVA248	632.89	HN/A
380386	MODULO DE SECC.ELECT.70AMP.3CONT.P/CORTA	MAYOR	UNIDAD/KM	661.10	Varios	MVA249	661.10	HN/A
310242	ALAMBRE ALUM No.4 AWG P/AMARRAD	MENOR	UNIDAD/KM	0.18	Varios	MVA25	0.18	HN/A
400294	SUPRESOR DE PICOS PARA 2X120VAC Y 1X145	MENOR	UNIDAD/KM	12.64	Varios	MVA253	12.64	HN/A
400296	CONECTOR CRIMPAR TNC MACHO PARA RG58 PVC	MENOR	UNIDAD/KM	0.81	Varios	MVA254	0.81	HN/A
400304	CONNECT. DE CRIMPAR SMA MACHO POL.DIRECT.	MENOR	UNIDAD/KM	1.33	Varios	MVA255	1.33	HN/A
310008	ALAMBRE COOPERWELD NO.4	MENOR	UNIDAD/KM	1.91	Varios	MVA259	1.91	HN/A
330132	ARGOLLA C/ROSCA 5/8 plg	MENOR	UNIDAD/KM	1.88	Varios	MVA35	1.88	HN/A
330142	BANDA ACERO INOXIDABLE 3/4 plg	MENOR	UNIDAD/KM	0.31	Varios	MVA36	0.31	HN/A
330324	CONNECT.UNIVER.CABLE NO.2 AWG	MENOR	UNIDAD/KM	1.34	Varios	MVA47	1.34	HN/A
330454	CONECTOR ANDERSON TLS-62-TP	MENOR	UNIDAD/KM	6.37	Varios	MVA53	6.37	HN/A
330480	CUBIERTA PLÁST. C-5	MENOR	UNIDAD/KM	0.31	Varios	MVA58	0.31	HN/A
330504	DISCO EXPAN.HIERRO 200 plg CUAD. P/V 3/4 plg X8 plg	MENOR	UNIDAD/KM	26.22	Varios	MVA68	26.22	HN/A
330722	GRAPA CINTA 3/4 plg ACERO INOX	MENOR	UNIDAD/KM	0.26	Varios	MVA93	0.26	HN/A
330170	BRACES DE MADERA DE 40 plg	MENOR	UNIDAD/KM	22.32	Varios	MVB06	22.32	HN/A
380584	Conector DB-25 Hembra			0.41	Varios	MVB110	0.41	HN/A
900070	FUSIBLE TI. T. 6 AMP	MENOR	UNIDAD/KM	1.24	Varios	MVB156	1.24	HN/A
330734	GRAPA UNIV.ROSCA 4/0 Y 338.4	MENOR	UNIDAD/KM	10.43	Varios	MVC15	10.43	HN/A
330826	GRAPA REMATE ALUM 4/0 Y 338.4	MENOR	UNIDAD/KM	9.25	Varios	MVC16	9.25	HN/A
331010	LAJA GALV. 3 plg PARA REGLA	MENOR	UNIDAD/KM	0.23	Varios	MVC20	0.23	HN/A
331280	REMATE PREF. TRIANTE 1/4 plg	MENOR	UNIDAD/KM	1.12	Varios	MVE09	1.12	HN/A
332302	TORNILLO MÁQUINA 1/2 plg X 12 plg	MENOR	UNIDAD/KM	1.00	Varios	MVE22	1.00	HN/A
332260	TORNILLO MÁQUINA 5/8 plg X14 plg	MENOR	UNIDAD/KM	1.49	Varios	MVE25	1.49	HN/A
332342	TORNILLO R/CORRIDA 5/8 plg X18 plg	MENOR	UNIDAD/KM	2.07	Varios	MVF01	2.07	HN/A
350034	BASE HULE 3 POSIC. INCORPORADA	MENOR	UNIDAD/KM	11.48	Varios	MVF07	11.48	HN/A
350042	BASE HULE 6 POSIC. INCORPORADA	MENOR	UNIDAD/KM	16.90	Varios	MVF10	16.90	HN/A
350044	BASE HULE 8 POSIC. INCORPORADA	MENOR	UNIDAD/KM	19.97	Varios	MVF11	19.97	HN/A
350682	TERMINAL LAC-4 CAB.4 AWG	MENOR	UNIDAD/KM	4.02	Varios	MVF12	4.02	HN/A
350684	TERMINAL LAC-2 CAB.2 AWG	MENOR	UNIDAD/KM	3.12	Varios	MVF13	3.12	HN/A
380440	CABLE RG8	MENOR	UNIDAD/KM	1.59	Varios	MVF22	1.59	HN/A
380442	CABLE RG-58	MENOR	UNIDAD/KM	0.48	Varios	MVF23	0.48	HN/A
780770	PRECINTO INTERNO PLASTICO	MENOR	UNIDAD/KM	0.29	Varios	MVR08	0.29	HN/A
900078	FUSIBLE TIPO T. 25 AMP. P. / 15 KV	MENOR	UNIDAD/KM	1.60	Varios	MVS02	1.60	HN/A
900090	FUSIBLE TIPO T. 40 AMP. P. / 15 KV	MENOR	UNIDAD/KM	1.97	Varios	MVS03	1.97	HN/A
330106	ARANDELA REDONDA DE 9/16 plg GALV.	MENOR	UNIDAD/KM	0.08	Varios		0.08	HN/A
380422	NTX-20			3,493.31	Varios		3,493.31	HN/A
390566	CONECTOR RJ-45 PARA CABLE STP cat5 blind			0.49	Varios		0.49	HN/A
400168	REDUCIDORES BUSHING DE 1 A 3/4 CAT 1251			1.01	Varios		1.01	HN/A
310403	CABLE ALUM 4 No. 1 T/ FORR.	MAYOR	UNIDAD/KM	2.82			2.82	HN/A
310403	CABLE ALUM. 3 No. 2/0 Y 1 No. 1/0 ACSR	MAYOR	UNIDAD/KM	4.31			4.31	HN/A
310414	CABLE ALUM. 3 No. 3/0 Y 1 No. 1/0 ACSR	MAYOR	UNIDAD/KM	4.87			4.87	HN/A
380012	INTERR. AIRE KPF 3 POLOS 600 AMPS 15-23			561.66		PAP778	561.66	HN/A
390180	Transductor de corrientes			136.97		CON388	136.97	HN/A

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los Términos de Referencia, numerales 3.2.1., 6.3.1 y 6.3.3, el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 73 y 74 de la Ley General de Electricidad, se le indica al Consultor de la Distribuidora que elimine de los costos de las tareas de operación y mantenimiento aquellos materiales que no han sido aprobados por la CNEE mediante resolución, o de ser estrictamente necesarios estos materiales, que haga las homologaciones correspondientes con los materiales aprobados en las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018, para lo cual deberán indicar en hoja aparte el resultado de estas homologaciones para que la CNEE pueda auditarlas.

Asimismo, se solicita que dentro de la información que envíen en el informe de Etapa G2, sea enviado el Apéndice 4 tal y como fue presentado en la nota VAD-37-2018.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

32. Actividades de operación y mantenimiento, sus frecuencias y cantidades

Los numerales 6.3.1 y 6.3.3 de los Términos de Referencia establecen que: "Las actividades de Operación y Mantenimiento tienen como marco de referencia las mejores prácticas, en particular las relativas a Calidad del Producto Técnico y Calidad del Servicio Técnico, la estructura topológica de la red y la valorización que otorga el usuario a las molestias y pérdidas económicas por la eventual interrupción del servicio eléctrico. Por lo que de acuerdo al artículo 73 de la LGE "...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia..."

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

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia.

Las cantidades eficientes presentadas como óptimas en las literales anteriores, deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 85, establece que:

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en su artículo 73, establece que:

El artículo 73 de la Ley General de Electricidad establece que: "El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en la determinación de la frecuencia de actividades de Operación y Mantenimiento incluyó materiales que han sido reemplazados por finalización de su vida útil, los cuales ya están reconocidos en el FRC, siendo necesaria la exclusión de dichos materiales en el cálculo indicado. Lo anterior fue comentado por la Gerencia de Tarifas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en el oficio GTTE-NotaS2018-31. Ante lo comentado, la Distribuidora, en su oficio VAD-036-2018, refirió que efectivamente se está realizando una reducción de la frecuencia de actividades de OyM como resultado de las modificaciones requeridas por la Gerencia de Tarifas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mas no indicó explícitamente cuáles eran dichas reducciones ni los resultados o impactos de las mismas, por lo cual, mediante oficio GTTA-NotaS2018-115, se requirió al Consultor de la Distribuidora que indicara el porcentaje de reducción que están aplicando a dichas frecuencias por el reemplazo de materiales antes indicado y la lista de actividades de OyM afectadas por esta reducción.

En respuesta, a lo requerido, la Distribuidora, mediante oficio VAD-040-2018, remitió la información requerida, siendo posible observarlas reducciones resultantes de la aplicación de las modificaciones indicadas por la Gerencia de Tarifas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, así como la lista de actividades de OyM afectadas por dicha reducción.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a lo indicado en los numerales 6.3.1 y 6.3.3 de los TDRs, en el artículo 85 del RLGE y en el artículo 73 de la LGE, se requiere que, en atención a lo requerido en los oficios GTTE-NotaS2018-31 y GTTA-NotaS2018-115, en el informe final de la etapa G.2, se evidencien y reflejen las exclusiones de materiales reemplazados por finalización de su vida útil ya reconocidos en el FRC, así como las reducciones de las frecuencias de actividades de OyM afectadas por la referida exclusión de materiales.

33. Costos de Manejo de Bifenilos Policlorados (PCBs)

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 4.7 indican que: "La CNEE aprobará y reconocerá los programas que considere pertinentes así como sus alcances, la forma de su inclusión y su traslado a las tarifas finales. El reconocimiento se realizará en el ajuste semestral siguiente a la puesta en operación de las instalaciones. Para el efecto, la Distribuidora deberá presentar con un mes de anticipación un informe que contenga como mínimo, toda la información de costos debidamente documentados (facturas, contratos, órdenes de compra) y detallados para cada uno de los: i. Materiales ii. Equipos iii. Instalaciones iv. Costos de mano de obra, v. Costos de vehículos vi. Costos indirectos; vii. Informe de inspección y supervisión de obras que la CNEE determine. En ningún caso se reconocerán costos superiores a los aprobados en el presente estudio, ni costos que no sean debidamente justificados.

El crecimiento natural de redes de la Distribuidora no será considerado como inversiones adicionales de red, y será calculado en base a las proyecciones de la demanda. Por último, este crecimiento natural será confrontando contra la información histórica de la Resolución CNEE-50-2011."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora incluye dentro de su modelo de cálculo costos asociados al manejo de desechos peligrosos PCBs tal como se muestra en la siguiente imagen:

35	Año:	Costo de Explotación mensual	U&D cliente	Empleados
36	2016	58,369.7	49.1	520
39	Artículo PCB	[milesUSD]	567.6	
41	Gastos por apoyo en peste	[milesUSD]	712.1	
43	TOTAL	[milesUSD]	58,225.2	



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 4.7. de los TDRs, se requiere al Consultor de la Distribuidora que todos los costos relacionados con el tratamiento de los PCBs sean presentados, como un plan de expansión, de acuerdo al numeral 4.7. de los TDRs para que pueda ser analizada y evaluada su posible inclusión a la tarifa, en atención al Decreto 60-2007 "Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Persistentes". Asimismo, con base en este decreto, se requiere que la planificación para la eliminación de estos materiales sea acorde al plazo máximo que ahí se establece.

Costos Directos de Comercialización

34. Superficies (metros cuadrados) de Oficinas Comerciales y Depósitos

Al respecto los Términos de Referencia en su numeral 6.4.1 establecen que: "Las actividades de Comercialización tienen un marco de referencia constituido por las mejores prácticas y las normas sobre Calidad del Servicio Comercial. La Distribuidora deberá brindar a sus usuarios una atención comercial de calidad y satisfactoria para el usuario, en cumplimiento a lo establecido en las NTSD, en ese sentido deberá:

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

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 82, 83 y 97, establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Especifico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, en el informe presentado por el Consultor de la Distribuidora en la Etapa E, utiliza 13 metros cuadrados por empleado para áreas comerciales y de apoyo.

Edificios	unidad	costo anual
Espacio para Oficinas m2	[m2]	2,050.0
Espacio para Talleres y Depósitos m2	[m2]	3,232.9
Alquiler de Oficinas más Expensas	[USD-año/m2]	210.3
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	[USD-año/m2]	0.0
Alquiler de Talleres más Expensas	[USD-año/m2]	61.7
Limpieza y Mantenimiento de Talleres	[USD-año/m2]	0.0
Alquiler de Oficinas más Expensas	[KUSD/año]	630.5
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	[KUSD/año]	0.0
Vigilancia	[KUSD/año]	0.0
Total	[KUSD/año]	630.5

FRA:
Se computan 13 m2 por empleado considerando espacio para sala de reuniones.
30 m2 por operario para talleres y depósitos.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gu FAX (502) 2290-8002

Es importante indicar que, de acuerdo a lo aprobado para la Distribuidora en la revisión tarifaria anterior, cuyos valores aún se encuentran vigentes, se asignó la cantidad de 10m² para el área por trabajador.

Por otro lado, de la revisión del modelo "EEGSA EVAD 2018 - Modelo OPEX 27-03-2018.xlsx", se observa que el Consultor de la Distribuidora para el cálculo del tamaño de las áreas de los talleres y depósitos lo realizan en función de las horas laborales de los empleados que proponen para el estudio, lo anterior se considera incorrecto ya que las horas que trabaja una persona no influye en el tamaño que debiera tener un taller o depósito de materiales. En su lugar, el tamaño de estos espacios debe calcularse considerando el volumen de materiales, los requerimientos de rotación de los mismos y los espacios necesarios para realizar las actividades propias de la empresa modelo de referencia.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 6.4.1, a los artículos 82, 83 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar para el cálculo de los espacios de oficinas para el personal de apoyo y comercial, el ratio de 10 m².

Asimismo, se requiere al Consultor de la Distribuidora que el cálculo de los espacios para los talleres y depósitos de materiales se realice de acuerdo al volumen de materiales, los requerimientos de rotación de los mismos y los espacios necesarios para realizar las actividades propias de la empresa modelo de referencia.

Costos Indirectos de Estructura Central

35. Inclusión de Costos relativos a la Actividad de Corte y Reconexión

Al respecto los Términos de Referencia en su numeral 8.2 establecen que: "...b. Adicionalmente el Consultor deberá presentar una propuesta con todas las memorias de cálculo que puedan ser replicables por la CNEE, para determinar el cargo por Corte y Reconexión, debiendo seguir la misma metodología establecida en los presentes Términos de Referencia."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 93 y 95, establece que:

"Cargos por Reconexión. Los cargos por reconexión, para cada categoría de consumidor, se calcularán como el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte necesarios para desconectar y reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, juntamente con la aprobación de tarifas. El cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro, de conformidad con la Ley y este reglamento."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002

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

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora incluye dentro de su cálculo de los Costos de Explotación, costos de mano de obra, materiales y otros, relacionados con la actividad de corte y reconexión. Tal y como se observa a continuación:

Departamento de gestión cobranza		
Datos Comerciales	unidad	EGDSA
Cortes pequeñas y medianas demandas	[acciones]	65,971
Cortes grandes demandas	[acciones]	5
Cortes NO EFECTIVAS	22% [acciones]	14,185
Verificaciones pequeñas demandas	[acciones]	5,901
Verificaciones medianas demandas	[acciones]	136
Baja definitiva pequeñas demandas	[acciones]	9,852
Baja definitiva medianas demandas	[acciones]	91
Baja definitiva grandes demandas	[acciones]	0
Reconexiones pequeñas demandas	[acciones]	54,086
Reconexiones medianas demandas	[acciones]	499
Reconexiones grandes demandas	[acciones]	0
Rehabilitación pequeñas demandas	[acciones]	387
Rehabilitación medianas demandas	[acciones]	7
Rehabilitación grandes demandas	[acciones]	2
Normalización Pequeñas Demandas	[#]	4,222
Normalización Medianas Demandas	[#]	10
Normalización Grandes Demandas	[#]	2
Avisos, notas y reportes de lectura	[acciones]	222,000



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

Departamento de Gestión Cobranza	N-4	1
Asistente	N-8	1
Inspector de trabajos de terceros	N-10	0
Sección Recaudación	N-5	1
Analista B de Facturación	N-8	2
Auxiliar B de Facturación	N-9	6
TOTAL	N-8	0
Conciliación de saldos		
Análisis de saldos y planificación		
Cancelación de saldos		
Intimaciones de deuda - SMS	100%	
Intimaciones de deuda - Llamada	100%	
Sección Cortes y reconexión	N-5	1
Analista B Corte y reconexión	N-8	1
Auxiliar B Corte y reconexión	N-9	2
Oficinista Corte y reconexión	N-10	6
Inspector de trabajos de terceros	N-9	0

"Modelo Costos Explotación EEGSA.xlsx.", hoja "dot"

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 8.2 de los Términos de Referencia, y a los artículos 93 y 95 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora no incluir dentro de los Costos de Explotación ningún rubro o costo de mano de obra, materiales y otros relacionados a la actividad de corte y reconexión, dado que estos, de acuerdo al artículo 93 antes referido deben ser reconocidos en su totalidad en los cargos de Corte y Reconexión que se aprueben para la distribuidora de acuerdo a lo establecido en la normativa referida.

En este sentido, si la Distribuidora lo considera necesario, podrá presentar su propuesta de cargos de corte y reconexión, en un informe separado, el cual deberá contener como mínimo las memorias de cálculo trazables, así como las justificaciones correspondientes. La Comisión finalmente definirá y aprobará los cargos de corte y reconexión correspondientes, mediante resolución específica.

36. Equipos Informáticos

Al respecto los Términos de Referencia en su numeral 6.5.3.1 establecen que: "Deberá diseñarse una estructura de empresa modelo adaptada cuyas divisiones funcionales correspondan con las necesarias para alcanzar el máximo nivel posible de eficiencia, según las enunciadas en el punto 6.5.2. Sus costos deberán validarse mediante un análisis comparativo con otras empresas de magnitud similar actuando en un medio equivalente al del Distribuidor y la propia estructura empresarial actual del Distribuidor, utilizando para ello información reciente obtenida de instituciones u organismos de reconocido prestigio. Deberán discriminarse como mínimo los siguientes costos:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnea.gob.gt FAX (502) 2290-8002

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

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

- a. Se adoptará un horizonte de un año (año base).
- b. Se deberá proponer la asignación de los costos indirectos entre los usuarios de MT y de BT.
- c. Se determinará la estructura, insumos, materiales, equipos, instalaciones, vehículos, etc. Para la determinación de los costos indirectos deberá basarse en costos de una empresa eficiente, para el efecto deberá detallar cada uno de estos, así como los requerimientos de personal, instalaciones, insumos, vehículos y otros, así como sus respectivos costos. Para la determinación de los mismos deberá atenderse como mínimo lo siguiente:..
 - ...iii. Equipos: Los costos se determinarán con base a la anualidad de la inversión, la TAI y una vida acorde a las características de los equipos. Las cantidades necesarias de equipos y los costos deberán ser soportados con los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, para el efecto deberá presentar la documentación contable que corresponda. Adicionalmente deberá hacer un análisis comparativo de tercerización y arrendamiento de equipos..."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 82, 83 y 97, establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.com.gt FAX (502) 2290-8002

correspondan al ejercicio de la actividad."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en su informe de Etapa E, página 7-2 propone la cantidad de 1.1 equipos de computación por persona, esto de acuerdo a la cantidad de personas reales de la Distribuidora que tienen una laptop y una desktop. Lo anterior se considera incorrecto, ya que se propone utilizar el ratio de la empresa real en la empresa modelo presentada en el estudio. Razón por la cual, si la Distribuidora sabe a qué personal debe asignársele una laptop y una desktop, en la empresa modelo deberá realizar la asignación únicamente al personal de la empresa modelo que lo requiera.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 6.5.3.1, a los artículos 82, 83 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora aplicar de forma clara y separada la cantidad de una computadora de escritorio al personal de la empresa modelo que la necesite, y adicionar una laptop para el personal de la empresa modelo que estrictamente se justifique el tener una laptop adicional a su computadora de escritorio.

37. Sanciones Razonables a Reconocer

El numeral 6.5.3.2 de los Términos de Referencia establece que: "En principio la Distribuidora debe diseñar una red óptima que cumpla con todos los niveles de calidad, en este sentido no deberán reconocerse multas. Por otro lado, si la Distribuidora demuestra fehacientemente que técnicamente y económicamente es inviable alcanzar los niveles de calidad establecidos en las NTSD, deberá determinar con cálculos específicos los índices que no se podrán cumplir con los niveles requeridos y determinar la sanción correspondiente. A este análisis, deberá incluir un informe detallado de las sanciones efectivamente pagadas en los últimos 10 años incluyendo como mínimo fecha de pago, comprobante de pago, índice trasgredido y monto pagado. Basado en dicho informe, la CNEE analizará y determinará las sanciones razonables a reconocer. En ningún



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

caso se reconocerán montos mayores a los reconocidos en el Período Tarifario Anterior, de acuerdo a lo indicado en el artículo 85 del RLGE."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora presenta dentro de su informe un listado de casos de "indemnizaciones" en el cual se indica que se excluyen aquellas con duración menor a tres minutos y las que fueron aceptadas oficialmente por la CNEE como causal de fuerza mayor, aduciendo que: *"Si bien el diseño de las redes óptimas de distribución cumple en general con los niveles de calidad de servicio establecidos en las NTSD, siempre existen casos puntuales en los que por distintas razones (por ejemplo la realización de tareas de mantenimiento o de construcción de nuevas instalaciones), la frecuencia y el tiempo total de interrupción excede los límites admitidos para cada indicador... Para considerar un valor razonable y eficiente se consideró como parte de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo, el monto total de sanciones calculado considerando una cantidad de clientes con incumplimiento de los límites de calidad establecidos en la NTSD, del 5% del total de clientes, y un monto unitario por sanción igual al histórico registrado, es decir de 1.75 USD/usuario."*

Al respecto, se establece una incongruencia en los criterios y justificaciones presentadas por el Consultor de la Distribuidora, donde pretende que le sean reconocidas a la Distribuidora, básicamente el total de **indemnizaciones** que la Distribuidora ha tenido en los últimos 5 años, sin demostrar o determinar bajo ningún criterio económicamente justificado que dichas indemnizaciones puedan ser consideradas como la componente razonable de sanciones a reconocer en tarifas. La propuesta del Consultor de la Distribuidora es totalmente ilógica, porque, al pretender que se le reconozcan todas las indemnizaciones por incumplimiento a los índices de calidad del servicio técnico en las tarifas del usuario, no tendría ningún incentivo ni lógica imponer dichas indemnizaciones, no teniendo entonces la Distribuidora, ninguna limitación o medio coercitivo que lo obligue a cumplir los regímenes de calidad y la prestación de un servicio de calidad y continua, como lo establece el artículo 53 de la Ley General de Electricidad y 105 del Reglamento



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

de la Ley. Adicionalmente, confunde los conceptos de sanciones e indemnizaciones, que claramente son diferenciados en el marco regulatorio vigente.

Asimismo, la misma Distribuidora en su informe de Etapa E, presentado en el contexto de la revisión tarifaria realizada en el año 2013 indicó que:

Á pesar que tanto los TdR como el Reglamento de la Ley General de electricidad prevén el reconocimiento de un monto de multas por incumplimiento de calidad de servicio, no se han incorporado estas multas al cálculo de los costos de explotación en virtud del dimensionamiento de la red eficiente y las políticas de mantenimiento en el costeo de la empresa modelo.

Informe de Etapa E, versión G2, página 24.

Finalmente, de acuerdo a las características de las instalaciones óptimas presentadas por el Consultor de la Distribuidora en el presente estudio, y en atención a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, se establece que el monto razonable de sanciones a reconocer en el presente estudio corresponderá al un valor igual a cero, por no requerirse el mismo ya que los costos reconocidos corresponden a una empresa eficiente que debe de cumplir con todos los índices y parámetros de calidad que establece la normativa, tal como se requirió en el inciso 1.6.2. de los TDRs.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 1.6.2. y 6.5.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, así como a lo indicado por la misma Distribuidora en la revisión tarifaria anterior, en la que indica que no es necesaria la inclusión de la multa óptima en virtud del diseño y dimensionamiento de la red optima de referencia y a la gestión eficiente de la red de distribución de referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora que el monto razonable de sanciones a reconocer que incluya en el presente estudio sea igual a cero.

38. Costo financiero de mantenimiento de la garantía

Los TDRs en su numeral 1.3.2, en concordancia con el artículo 83 del RLGE, establecen que: *"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia a través de licitaciones públicas, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de distribución. (artículo 83 RLGE).*

17.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en sus artículos 83 y 85 establecen que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad en sus artículos 60 y 67 establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en su informe de etapa E, con relación a los Depósitos de Garantía indicó que existe un diferencial entre la tasa de interés pagada a los usuarios por dichos depósitos de garantía (artículo 94 del RLGE) y la tasa de interés devengada por los mismos depósitos en las cuentas donde han sido colocados, refiriendo lo siguiente: *"Este valor de tasa de interés diferencial aplicada a los depósitos genera un costo anual al distribuidor de Q.16,749,140 ya que obliga a la empresa distribuidora a mantener el costo de los intereses del 100% de los depósitos de garantía."*

Lo anterior demuestra que la operación de las garantías de pago establecidas en el artículo 94 de la LGE produce un costo a la distribuidora de US\$ 2,226,649 en el caso real, y pueden resultar en un costo de mayor en el caso de la actualización de todos los depósitos según se indica en el mismo artículo."

Sobre este tema, se solicitó al Consultor de la Distribuidora que entregara:

- a) La base de datos de los depósitos de garantía devueltos en el último año, indicando: el monto inicial del depósito y la fecha del mismo.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- b) El monto devuelto al usuario y la fecha de su devolución, para lo cual deberá presentar los respectivos documentos de soporte (certificados por el contador y auditor de la Distribuidora).
 - c) Copia certificada legalmente de los estados de cuenta del banco en donde se encuentra depositado dicho rubro, para los últimos cinco años.
 - d) Certificación bancaria de la tasa de interés que devengan dichos depósitos.
- Sobre estos requerimientos, la Distribuidora no entregó lo solicitado, únicamente envió el monto global de los depósitos que dispone (sin certificación bancaria), y los montos globales de capital e interés devuelto durante los años 2016 y 2017.

En virtud de todo lo anterior, se considera que lo que corresponde, es calcular el diferencial entre la tasa pagada y devengada por dichos depósitos y aplicar dicho diferencial al monto de intereses efectivamente pagados por la Distribuidora a los usuarios a quienes se les han devuelto sus depósitos. Como ejemplo se presenta dicho cálculo empleando la información remitida por la Distribuidora para el año 2016:

AÑO 2016	DEPOSITOS DE CONSUMIDORES SIC 400035	INTER. GASTO DEPOSITOS CONSUMIDORES 460620
TOTAL 2016	Q2,376,572.54	Q1,146,660.51

De esta tabla se puede observar que la Distribuidora pagó en el año 2016 la cantidad de Q1,146,660.51. Tomando en cuenta la información del archivo "Anexo 1a - Inversiones de 2012 al 2016.xlsx" enviado mediante nota VAD-41-2018, se obtiene la tasa promedio ponderada devengada por la Distribuidora, la cual resulta en 6.9%.

La diferencia de tasas (Spread) entre la activa, a la cual debe devolverse el depósito de garantía de los usuarios, y la tasa pasiva que obtiene la Distribuidora para el año 2016 es de 6.1%. Luego, calculando el peso que tiene la tasa pasiva y el "Spread" sobre la tasa activa, es posible obtener el peso porcentual de ambas tasas. Al multiplicar dichos pesos porcentuales por el monto total de intereses efectivamente pagados por la Distribuidora, se obtienen los montos equivalentes de intereses pagados por la Distribuidora de las tasas pasiva y "Spread". Lo anterior, se observa la siguiente tabla:

Concepto	Tasa (%)	Peso de la tasa pasiva y "Spread" sobre la tasa activa (%) (a)	Total de intereses pagados (Q) (b)	Intereses equivalentes pagados (Q) (c) = (a) x (b)
Activa (Banguat)	13.00%	100%	1,146,660.51	1,146,660.51
Pasiva ("Anexo 1a - Inversiones de 2012 al 2016.xlsx")	6.9%	53.08%	1,146,660.51	608,612.12
Spread	6.1%	46.92%	1,146,660.51	538,048.39



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los TDRs en su numeral 1.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que para los años del 2013 al 2017, calcule el diferencial (Spread) entre las tasas pagada (activa) y devengada (pasiva) por los depósitos de garantía de los usuarios; luego, calcule el peso que tiene la tasa pasiva y el "Spread" sobre la tasa activa y multiplique ese peso por el monto total de intereses efectivamente pagados por la Distribuidora a los usuarios a quienes se les han devuelto sus depósitos en cada uno de los años 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017. Tal como se presenta en el ejemplo para el año 2016:

Concepto	Tasa (%)	Peso de la tasa pasiva y "Spread" sobre la tasa activa (%) (a)	Total de intereses pagados (Q) (b)	Intereses equivalentes pagados (Q) (c) = (a) x (b)
Activa (Banguat)	13.00%	100%	1,146,660.51	1,146,660.51
Pasiva ("Anexo 1a - Inversiones de 2012 al 2016.xlsx")	6.9%	53.08%	1,146,660.51	608,612.12
Spread	6.1%	46.92%	1,146,660.51	538,048.39

La diferencia de tasas (Spread) entre la activa a la cual debe devolverse el depósito de garantía de los usuarios, y la tasa pasiva que obtiene la Distribuidora para el año 2016 es de Q538,048.39, el cual corresponde al costo efectivo que tuvo la Distribuidora, por el pago de intereses en la devolución de los depósitos de garantía para el año 2016.

39. Inclusión de Costos Relativos al Alumbrado Público

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 6.5.4 que: "Se restará de los Costos de explotación los ingresos o beneficios que el Distribuidor obtenga por el alquiler de los soportes de líneas para: i. instalaciones de alumbrado público. ii. Decoraciones. iii. Cámaras. iv. Empresas de cable. v. Telecomunicaciones. vi. Publicidad. vii. Otros. Asimismo deberá incluir un porcentaje de reducción de los costos de explotación relacionados con el uso compartido del personal e instalaciones de la Distribuidora para atender otras actividades distintas a las actividades reguladas de la Distribuidora, por ejemplo: i. Actividades compartidas con empresas de transmisión. ii. Comercialización de energía. iii. Otras distribuidoras. iv. Construcción y mantenimiento de instalaciones eléctricas. v. Venta de materiales eléctricos. vi. Financiera. vii. Servicio de operación y mantenimiento de alumbrado público. viii. Otros. Así como alquiler de instalaciones equipos, vehículos y otros activos.

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.edu.gt FAX (502) 2290-8002

Además, en el numeral 3.2.4. de los TDRs, se indica que: "... Asimismo, se deberá incluir una propuesta para el costo de una motocicleta sencilla (motor 125 cc), para lo cual deberá seguir todos los criterios indicados en estos Términos de Referencia..."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en su artículo 83 establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Especifico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en el archivo "Modelo Costos Explotación EEGSA.xlsx" en la hoja "Resultados" celda "J69" incluye un valor de \$1,027,000.00 que corresponde a alumbrado público y que forman parte de los costos de explotación.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 3.2.4. y 6.5.4 de los Términos de Referencia y al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar del cálculo de los Costos de Explotación cualquier costo relacionado con la reposición, operación y mantenimiento de activos del Alumbrado Público (esto incluye la actividad de apagado de lámparas, la cual debe ser costeada por cada municipio), dejando únicamente el personal necesario para realizar las verificaciones o actualizaciones del inventario de lámparas de alumbrado público instaladas en la red de la Distribuidora.

40. Alquiler de Bienes Reconocidos

Los Términos de Referencia, en su numeral 6.5.4. indican que: "Se restará de los Costos de explotación los ingresos o beneficios que el Distribuidor obtenga por el alquiler de los soportes de líneas para: i. instalaciones de alumbrado público. ii. Decoraciones. iii. Cámaras. iv. Empresas de cable. v. Telecomunicaciones. vi. Publicidad. vii. Otros. Asimismo deberá incluir un porcentaje de reducción de los costos de explotación relacionados con el uso compartido del personal e instalaciones de la Distribuidora para atender otras actividades distintas a las actividades reguladas de la Distribuidora, por ejemplo: i. Actividades compartidas con empresas de transmisión. ii. Comercialización de energía. iii. Otras distribuidoras. iv. Construcción y mantenimiento de instalaciones eléctricas. v. Venta de materiales eléctricos. vi. Financiera. vii. Servicio de operación y mantenimiento de alumbrado público. viii. Otros. Así como alquiler de instalaciones equipos, vehículos y otros activos.

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 85, establece que:

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora presenta únicamente la siguiente información para sustentar el monto de otros ingresos por el alquiler de sus instalaciones:

Modelo Costos Explotación EEGSA (solo lectura) - Excel											
Archivo Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista ¿Qué desea hacer?											
G22											
	A	B	C	D	E	F	G	H	I		
14											
15											
16	Mes	COMUNICACIONES CELULARES, S.A.	Valor facturado sin IVA	CABLENET, S.A.	Valor facturado sin IVA	IDEAMSA	Valor facturado sin IVA	Ingreso total por alquiler de postes			
17		Factura	GTQ	Factura	GTQ	Factura	GTQ	[kUSD/año]			
18	Enero	84226882	93 988 26	84229083	16 663 14			14 71			
19	Febrero	84230126	95 049 11	84230461	16 761 79			14 86			
20	Marzo	84231283	95 404 95	84231409	16 925 70	84231743	1 119 98	15 06			
21						84232646	456 521 65	60 59			
22	Abril	84232544	96 167 36	84232922	16 914 89			15 05			
23	Mayo	84233824	95 849 44	84234206	16 666 93			14 96			
24	Junio	84235171	94 230 04	84235724	16 666 72	84235975	549 048 79	97 74			
25						84235976	952 761 19	126 66			
26	Julio	84236548	94 527 92	84236892	16 576 13			14 77			
27	Agosto	84237660	95 769 91	84238219	16 441 57			14 92			
28	Septiembre	84239043	95 813 39	84239563	16 419 79	84239690	1 056 587 35	152 73			
29	Octubre	84240529	95 400 86	84240925	16 369 64			14 66			
30	Noviembre	84241768	95 399 44	84242157	16 387 96			13 66			
31	Diciembre	84243409	89 992 62	84243544	16 328 03	84243902	1 041 631 72	151 41			
32	Totales		1 119 573 34		199 161 29		4 037 670 69	712 09			
33											
34											
		empbt	lbt	aym	lap	comMor	comins	VNR NDE	Costo Garantía	Incorrables	Otros Ingresos

Al observar los montos reportados por el Consultor de la Distribuidora y compararlos con datos históricos reflejados en los estados de resultados, existe un diferencial importante, a modo de referencia se presenta lo indicado en el oficio CNEE-27838-2013/GTTE-Notas2013-22:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Sin embargo, en el Informe de los Auditores Independientes y Estados Financieros al 31 de diciembre de 2011, preparados por PricewaterhouseCoopers Guatemala y avalados por la CPA Dora Grizabal, y que fueron presentados ante la Procuraduría General de la Nación, mediante oficio no. DS/cmdl-1044-2012, se puede observar lo siguiente:

EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S. A. - EEGSA -

Estado de Resultados

(Compañía subsidiaria de Distribución Eléctrica Centroamericana Dos (II), S. A.)

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2011

(Expresados en Quetzales)

	Notas	2011	2010
Ingresos			
Venta de electricidad	17	Q 4,712,030,190	Q 4,616,865,378
Uso de sistema de distribución por compañías relacionadas		46,128,743	46,491,173
Uso de sistema de distribución por terceros		17,424,573	34,437,592
Otros		28,905,105	29,556,863
Total ingresos		4,824,488,609	4,727,351,506

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 6.5.4. de los Términos de Referencia y el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que:

- Presente sus Estados de Resultados debidamente auditados para los años 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016, donde se detalle la integración de las cuentas "Uso de sistemas de distribución por terceros" y "Uso del sistema de distribución por compañías relacionadas" para validar el monto total por el concepto de "OTROS INGRESOS RESULTADO DEL USO DE INSTALACIONES Y RECURSOS RECONOCIDOS EN EL VAD", tal y como lo indica el numeral 6.5.4 de los TDRs.
- En su defecto, deberá utilizar el monto total de la suma de las cuentas "Uso de sistemas de distribución por terceros" y "Uso del sistema de distribución por compañías relacionadas" contenidos en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2011, que fueron señaladas por la Gerencia de Tarifas de esta Comisión en el oficio CNEE-27838-2013/GTTE-Notas2013-22, equivalente a USD 13,265,399 por año, monto actualizado a la fecha de referencia de la presente revisión tarifaria.

41. Pickups 4x2 y 4x4

El numeral 6.3.3 de los Términos de Referencia establecen que: "iv. Vehículos, asignando tiempos medios de uso y distancias medias a recorrer: Para la determinación de sus costos se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B de los presentes TdR. Para definir los tiempos medios y distancias a recorrer deberán ser sustentados fehacientemente con las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

Las cantidades eficientes presentadas como óptimas en las literales anteriores, deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 82, 83, 85 y 97, establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 67 y 71, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

Sin embargo, en el informe y modelo de cálculo presentado por el Consultor de la Distribuidora solo se define una cuadrilla con pick-up 4x2, la cual no es utilizada en



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

ninguna actividad de operación o mantenimiento. En todas las demás actividades se utilizan las cuadrillas que contienen el uso de pick-up 4x4.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 6.3.3, a los artículos 82, 83, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 67 y 71 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora incorporar dentro de sus actividades la siguiente composición para el costo del vehículo tipo pick-up: un 50% del costo del pick-Up 4x2 y un 50% del costo del pick-up 4x4.

42. Costos de Responsabilidad Social Empresarial

El artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, indica que: "Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, **sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad**".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 97, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en su anexo D.11 incluye este concepto de "Responsabilidad Social Empresarial", lo cual corresponden a costos corporativos de la propia sociedad, ya que no tiene ningún sentido que sean los usuarios los que financien la responsabilidad social corporativa de la empresa.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los artículos 83 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se le requiere al Consultor eliminar los costos relacionados a "Responsabilidad Social Empresarial" al ser un costo que no corresponde al ejercicio de la actividad de distribución o para la prestación del servicio que se requiere, en todo caso es una



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

responsabilidad de los accionistas o sociedades por lo que no corresponde trasladarlo a las tarifas de los usuarios.

43. Gastos Generales

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 6.5.3.1 indican que: "Deberá diseñarse una estructura de empresa modelo adaptada cuyas divisiones funcionales correspondan con las necesarias para alcanzar el máximo nivel posible de eficiencia, según las enunciadas en el punto 6.5.2; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Sus costos deberán validarse mediante un análisis comparativo con otras empresas de magnitud similar actuando en un medio equivalente al del Distribuidor y la propia estructura empresarial actual del Distribuidor, utilizando para ello información reciente obtenida de instituciones u organismos de reconocido prestigio.

Deberán discriminarse como mínimo los siguientes costos:

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

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

- a. Se adoptará un horizonte de un año (año base).
- b. Se deberá proponer la asignación de los costos indirectos entre los usuarios de MT y de BT.
- c. Se determinará la estructura, insumos, materiales, equipos, instalaciones, vehículos, etc. Para la determinación de los costos indirectos deberá basarse en costos de una empresa eficiente, para el efecto deberá detallar cada uno de estos, así como los requerimientos de personal, instalaciones, insumos, vehículos y otros, así como sus respectivos costos. Para la determinación de los mismos deberá atenderse como mínimo lo siguiente:
 - i. Personal: Deberá responder a una estructura de una empresa eficiente, como punto de partida para establecer la empresa eficiente se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la empresa eficiente.
 - ii. Insumos: deberán ser sustentados en base a los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002

- eficiente de referencia, presentando para el efecto la documentación contable correspondiente.
- iii. Equipos: Los costos se determinarán con base a la anualidad de la inversión, la TAI y una vida acorde a las características de los equipos. Las cantidades necesarias de equipos y los costos deberán ser soportados con los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, para el efecto deberá presentar la documentación contable que corresponda. Adicionalmente deberá hacer un análisis comparativo de tercerización y arrendamiento de equipos.
 - iv. Vehículos y sus costos adicionales: Para la determinación de sus costos se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B de los presentes TdR. Para definir los costos adicionales éstos deberán ser sustentados fehacientemente con las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia
 - v. Instalaciones: Una vez diseñada la estructura empresarial eficiente, se deberá indicar un costo de alquiler de mercado o lo que resulte más eficiente de cada uno de los inmuebles necesarios, considerando las diferencias regionales que existan. No se reconocerán costos relacionados con inmuebles no afectados directamente al servicio, aunque formen parte del activo del Distribuidor. Para el efecto deberá presentar los costos reales de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, así como un análisis de costos de propiedad o alquiler de inmuebles.
- d. Deberá hacer un análisis para la determinación de los costos indirectos eficientes. Para el efecto, deberá analizarse actividades que puedan ser tercerizadas. Para los servicios contratados a terceros deberán seguirse los lineamientos establecidos en la etapa B.
 - e. Los gastos de honorarios por consultoría y capacitación deberán responder a un plan estratégico con el detalle suficiente para sustentarlo.
 - f. Los costos y la frecuencia de las actualizaciones de software de gestión deberán corresponder a valores de mercado y las recomendaciones del fabricante, y adecuados al tamaño de la empresa del Distribuidor.

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

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

Las cantidades eficientes presentadas como óptimas deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE,"



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 82, 83, 84, 91 y 97 establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Período de Vigencia de las Tarifas. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

"Valor Agregado de Distribución. Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 71 y 73 establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gub.gt FAX (502) 2290-8002

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora incluye los siguientes costos anuales como gastos generales:

Concepto	Propuesta Consultor
	Total Q
Licencias y mantenimiento software	14,156,336
Servicios profesionales	11,657,158
Publicidad, promociones y propaganda	10,941,268
Vigilancia	7,463,453
Servicios contratados	6,285,431
Servicios legales	3,516,665
Servicio técnico calidad servicio (multas y sanciones)	2,463,631
Artículos de limpieza	2,333,808
Consumo de energía eléctrica	2,222,383
Comida y refacciones	2,186,335
Eventos	2,078,677
Capacitación y estudios nacionales	1,768,888
Teléfonos y celulares	1,419,391
Mantenimiento de estructura	1,225,610
Gastos de viaje varios	1,149,698
Fotocopias	1,100,722
Correo y mensajería	1,043,689
Auditoria externa	955,530
Transmisión de datos	772,949
Consumo de agua potable	679,256
Seguro personas y propiedad ajena	608,305
Formularios	584,640
Materiales y útiles de oficina	492,851
Uniformes administrativos	404,018
Membresía	366,408
Telecomunicaciones	355,158
Danos a propiedad ajena	343,321
Conservación MA	339,137
Planilla de jubilados	328,074
Bono compensatorio	324,000
Capacitación y estudios en el extranjero	314,639
Suscripciones	284,375
Comunicación corporativa	279,858



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002

Mantenimiento equipo de computo	266,274
Mantenimiento general	257,725
Gastos de representación	228,616
Kilometraje	220,546
Premio por antigüedad	191,309
Reparación equipo y mobiliario	166,024
Activos de bajo valor	155,460
Transmisión de datos Navega	147,096
Seguro sobre todo riesgo	146,768
Viáticos	133,185
Comunicación interna	101,161
Transporte	91,980
Prestación por fallecimiento	87,102
Timbres de fiscales	80,685
Becas hijos de empleados	74,867
Peaje	55,857
Seguro sobre equipo eléctrico	38,117
Fotografías y revelado	35,020
Arrendamiento vehículos	33,384
Honorarios	31,561
Hospedaje y alimentación	26,395
Fianza de fidelidad	13,860
Multas CNEE	11,318
Publicaciones	5,549
Radio comunicaciones	3,920
TOTAL	83,049,441

Para sustentar los mismos, la Distribuidora remitió una serie de archivos conteniendo copias de documentos, de los cuales, esta Comisión procedió a revisar el detalle de todos los documentos presentados y procedió a validar los montos y conceptos antes indicados que tenían la documentación de respaldo correspondiente, así como que evidencien que son costos eficientes o que específicamente se requieran para realizar una gestión eficiente de las instalaciones de distribución y que estrictamente corresponden al ejercicio de la actividad de distribución; estableciéndose así, los costos que pueden ser trasladados a tarifas, de acuerdo a lo que establece el artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y los conceptos de empresa eficiente de referencia establecidos en los artículos 60, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.org.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 6.5.3.1. de los TDRs, a los artículos 82, 83, 84, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, los costos que podrán ser trasladados a tarifas corresponden a:

Concepto	Total Q
Licencias y mantenimiento software	10,747,148
Servicios profesionales	2,281,096
Publicidad, promociones y propaganda	9,634,698
Vigilancia	5,702,595
Servicios contratados	283,554
Servicios legales	373,778
Servicio técnico calidad servicio (multas y sanciones)	-
Artículos de limpieza	1,945,289
Consumo de energía eléctrica	250,446
Comida y refacciones	328,759
Eventos	108,209
Capacitación y estudios nacionales	1,409,685
Teléfonos y celulares	485,164
Mantenimiento de estructura	194,273
Gastos de viaje varios	417,299
Fotocopias	1,018,015
Correo y mensajería	131,321
Auditoría externa	743,775
Transmisión de datos	-
Consumo de agua potable	470,014
Seguro personas y propiedad ajena	634,237
Formularios	-
Materiales y útiles de oficina	319,710
Uniformes administrativos	258,803
Membresía	-
Telecomunicaciones	-
Danos a propiedad ajena	-
Conservación MA	-
Planilla de jubilados	-
Bono compensatorio	-
Capacitación y estudios en el extranjero	164,871



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Suscripciones	7,500
Comunicación corporativa	-
Mantenimiento equipo de computo	102,734
Mantenimiento general	162,087
Gastos de representación	-
Kilometraje	-
Premio por antigüedad	-
Reparación equipo y mobiliario	121,950
Activos de bajo valor	134,879
Transmisión de datos Navega	-
Seguro sobre todo riesgo	-
Viáticos	-
Comunicación interna	45,402
Transporte	13,126
Prestación por fallecimiento	-
Timbres de fiscales	21,625
Becas hijos de empleados	32,819
Peaje	-
Seguro sobre equipo eléctrico	-
Fotografías y revelado	24,713
Arrendamiento vehículos	17,411
Honorarios	26,561
Hospedaje y alimentación	-
Fianza de fidelidad	-
Multas CNEE	-
Publicaciones	5,549
Radio comunicaciones	3,920
TOTAL	38,623,013

44. Cumplimiento de indicadores de calidad comercial

Los TDRs. en su numeral 6.7, literal e), indican que el informe de la Etapa E, deberá contener: "...el detalle con la validación de los indicadores establecidos en las NTSD para la Empresa Eficiente reconocida y la empresa real en el año base y cada uno de los años del Próximo Período Tarifario."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora, en lugar de lo requerido en los TDRs, remitió Indicadores de Eficiencia, relacionados con lo establecido en la Resolución CNEE-1-2018.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gov.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de la literal e, del numeral 6.7 de los TDRs, se requiere al Consultor de la Distribuidora incluir el detalle con la validación de los indicadores establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución para la Empresa Eficiente reconocida y la empresa real en el año base y cada uno de los años del próximo período tarifario.

Etapas F – Cargos de Distribución y Cargos Fijos

45. Cálculo de los Cargos Fijos

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 7.2.1, indican que: "El CF depende de cada tipo de usuario, independientemente de su demanda y corresponde a los costos asociados al Usuario (artículo 72, inciso a) de la Ley General de Electricidad), estos comprenden: supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad. Los cuales se establecerán de los siguientes costos..."

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

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 61 y 72, establece que:

"Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios"

"El VAD deberá contemplar al menos las siguientes componentes básicas: a) Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en su informe de Etapa F, presenta el cálculo de los siguientes Cargos Fijos:

	USD/usu-mes	Q/usu-mes
CFBTS	1.31	9.87
CFBTSAPR	3.94	29.61
CFBTD	12.77	96.06
CFBTDAPR	25.61	192.64
CFMT	62.17	467.69
CFMTAPR	119.56	899.38



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Donde para poder separar los costos, el Consultor utilizó los siguientes criterios:

		MT	BTS	MT APR	BTS APR	BTD	BTD APR
Repartidor Comercial	Usuarios	609	1,253,847	8	1,419	10,479	149
	Equivalencia usuarios	50	1	100	3	10	20
	Usuarios equivalentes	30,450	1,253,847	800	4,257	104,790	2,980
	Ponderador Usuarios	2.2%	89.7%	0.1%	0.3%	7.5%	0.2%

De la tabla anterior se observa que para determinar el cargo fijo, de las diferentes categorías tarifarias procedió a utilizar el criterio de "equivalencia de usuarios" para cada categoría tarifaria sin presentar la debida sustentación o razonabilidad técnica-económica de cada uno de los valores.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 7.2.1. de los TDRs, y los artículos 61 y 72 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que para el cálculo de los Cargos Fijos, sus costos sean asignados en función a los costos asociados de comercialización necesarios para cada categoría tarifaria (esto es costos de: supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad), y no solo utilizando factores de "Equivalencia de usuarios" sin ninguna sustentación técnica-económica.

Comentarios de Aplicación General

46. Información y aclaraciones remitidas, posterior a la entrega del informe G1

Posteriormente a la entrega del informe G1, la Gerencia de Tarifas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizó audiencias técnicas, requirió información adicional y aclaraciones del informe presentado por el Consultor de la Distribuidora. Al respecto, la Distribuidora procedió a atender dichas solicitudes mediante notas VAD-25-2018, VAD-30-2018, VAD-32-2018, VAD-36-2018, VAD-37-2018, VAD-40-2018, VAD-41-2018 y VAD-42-2018, en las que remitió la información que consideró pertinente.

OBSERVACIÓN:

Se requiere al Consultor de la Distribuidora, integrar estrictamente en el informe G2, las ampliaciones, aclaraciones, modificaciones y/o correcciones requeridas por la Gerencia de Tarifas de esta Comisión, posteriormente a la entrega del informe G1 y que están contenidas en las notas VAD-25-2018, VAD-30-2018, VAD-32-2018, VAD-36-2018, VAD-37-2018, VAD-40-2018, VAD-41-2018 y VAD-42-2018.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

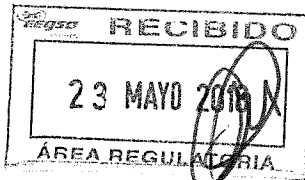
4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 2290-8000; Fax: (502) 2290-8002

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

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En la Ciudad de Guatemala, siendo las 12 horas con 36 minutos del día 23 de mayo de dos mil dieciocho, en **6a. avenida 8-14, zona 1**, NOTIFIQUÉ la **Resolución CNEE-104-2018 y su anexo** de fecha **dieciocho de mayo de dos mil dieciocho**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a EMERSON SOSA, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.



(f) Notificado



Obduleru J. Palacios

(f) Notificador