

RESOLUCIÓN CNEE-203-2024
Guatemala, 26 de agosto de 2024
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 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. Por su parte, los artículos 61 y 76, establecen 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, 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 **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, a la que podrá denominarse indistintamente la "Distribuidora", la Comisión le emitió los correspondientes Términos de Referencia -TDRs-, por medio de la Resolución CNEE-260-2023.

CONSIDERANDO:

Que **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, con fecha veintiocho de junio de dos mil veinticuatro, remitió a esta Comisión mediante nota identificada como RT-201-2024, 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-1009, elaborado por la Gerencia de Tarifas de esta Comisión, el cual obra dentro del expediente identificado como GTTE-23-68.

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,

RESUELVE:

- I. Declarar improcedente el Estudio Tarifario presentado por **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima** y formular las observaciones contenidas en el dictamen técnico identificado como GTTE-Dictamen-1009, y que forman parte de la presente resolución.
- II. **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, a través de la empresa consultora, deberá analizar las observaciones formuladas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en el dictamen correspondiente y efectuar las correcciones pertinentes 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 que se notifican mediante la presente resolución.

- III. La Consultora de **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, únicamente deberá efectuar las correcciones establecidas en las observaciones que se consignan en el anexo de la presente resolución.

Notifíquese. -


Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente


Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora




Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General


Comisión Nacional
de Energía Eléctrica
Guatemala
Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-203-2024

Observaciones al Informe de Etapa G1 "Estudio Tarifario, propuesta del Distribuidor" Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA)

Observaciones Generales Informe G1 – DEOCSA

1. TRAZABILIDAD DE INFORMACIÓN

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 1.6.3 establecen 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. Todos los valores deberán ser referenciados, no se permitirá ni se aceptarán memorias de cálculo con valores pegados.

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

Etapa A2

Adicional a lo ya remarcado anteriormente para la Etapa A2, se tienen las siguientes consideraciones.

El numeral 2.5 (Distribución Espacial) indica, "...Para el Sistema de Información Geográfica se requiere remitir los resultados en archivos compatibles con el Software ArcGIS 10.3.1 o equivalente.

Debido al grado de especialización de los Software de Información Geográfica es necesario, para no perder la trazabilidad, la elaboración y envío de una bitácora de procedimiento, es decir que el proceso de cálculo sea registrado detalladamente indicando minuciosamente los parámetros, preferencias, formas, etc., utilizados durante la determinación de la Distribución Espacial..."

El numeral 2.7 (CONTENIDO DEL INFORME) indica "...

- b. Distribución espacial de la demanda al final del periodo tarifario, en cada uno de los dameros urbanos, se deberán utilizar los factores del estudio de caracterización de carga en proceso.



c. Presentar la información a la fecha de referencia con que cuente la Distribuidora de: **i.** Geoposición de su red de distribución y bases de datos (activos de red) de preferencia en el formato GIS, Google Earth, etc. **ii.** Bases de datos, librerías de elementos de red y archivos necesarios, de preferencia en el formato NEPLAN Versión 360 o PSS®E Versión 35.5, para cada uno de los circuitos de la Distribuidora. Toda esta información debe ser fidedigna tomando en cuenta los alcances establecidos en los presentes Términos de Referencia, definidos en el numeral 1.8....

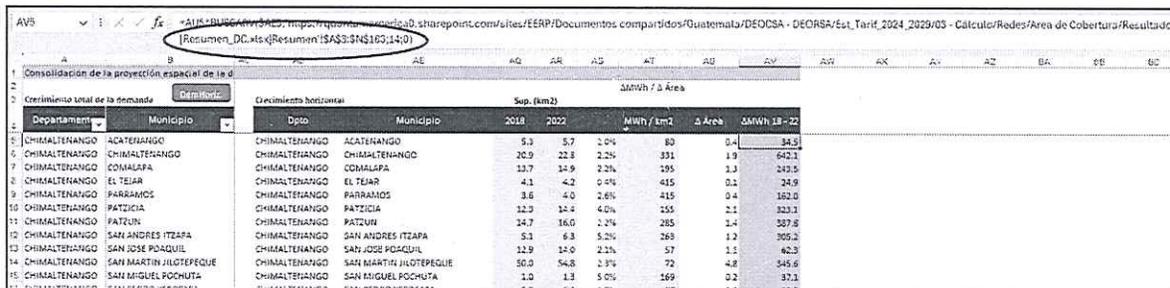
...g. Para cada una de las áreas en el Resto de Red y especiales definidas, tanto para el año base del estudio, como para el año final del Próximo Período Tarifario, se deberá presentar a manera de resumen la siguiente información:

Área	Demanda (MW)		Área (km ²)
	BT	MT	
Resto de Red			
Protegida			
Otros			

h. ...”

Dentro de los documentos entregados por el Consultor de la Distribuidora, se observa que los modelos utilizados no son completamente trazables, lo cual imposibilita la labor de la CNEE de verificar el detalle del proceso de cálculo efectuado; por lo que, se requiere que se cumplan con los Términos de Referencia (numeral 1.6.3), en cuanto a la trazabilidad de la información.

En el archivo Excel “DC_Proj Global y Espacial”, hoja “ResumenEspacial” varias celdas hacen referencia al archivo Excel “Resumen_DC.xlsx”, hoja “Resumen” el cual no se encuentra contenido dentro de la información entregada en el informe G1:



Departamento	Municipio	Dpto.	Municipio	Sup. (km2)	2018	2022	%	MWh / km2	Δ Área	Δ MWh 18-22
CHIMALTENANGO	ACATEHUANGO	CHIMALTENANGO	ACATEHUANGO	5.3	5.7	2.0%	83	0.4	34.5	
CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO	20.9	22.8	2.2%	331	1.9	642.1	
CHIMALTENANGO	COMALAPA	CHIMALTENANGO	COMALAPA	13.7	14.9	2.2%	195	1.3	243.5	
CHIMALTENANGO	EL TEJAR	CHIMALTENANGO	EL TEJAR	4.1	4.2	0.4%	415	0.1	24.9	
CHIMALTENANGO	PARRAMOS	CHIMALTENANGO	PARRAMOS	3.6	4.0	2.6%	415	0.4	162.0	
CHIMALTENANGO	PATZICIA	CHIMALTENANGO	PATZICIA	12.3	14.4	4.0%	155	2.1	323.3	
CHIMALTENANGO	PATZUN	CHIMALTENANGO	PATZUN	14.7	16.0	2.2%	285	2.4	307.5	
CHIMALTENANGO	SAN ANDRÉS ITZAPA	CHIMALTENANGO	SAN ANDRÉS ITZAPA	5.1	6.3	5.2%	259	1.2	205.2	
CHIMALTENANGO	SAN JOSÉ POCHUTA	CHIMALTENANGO	SAN JOSÉ POCHUTA	12.9	14.0	2.2%	57	1.1	62.3	
CHIMALTENANGO	SAN MARTÍN JILOTEPEQUE	CHIMALTENANGO	SAN MARTÍN JILOTEPEQUE	50.0	54.8	2.3%	72	4.8	345.6	
CHIMALTENANGO	SAN MIGUEL POCHUTA	CHIMALTENANGO	SAN MIGUEL POCHUTA	1.0	1.3	5.0%	169	0.2	37.1	

Fuente: Archivo “DC_Proj Global y Espacial”, hoja “ResumenEspacial”

En el informe se indica que dentro de las entregas vienen los Shape File para el año 2029; sin embargo, al revisar la información, la misma no se encuentra disponible, así como la carpeta de “Respaldos Comentarios”:

10. Shapes: Se entrega en formato de Shape File, cada una de las AUDs determinadas y sus respectivas cuadrículas de densidades. Los Resultados se encuentran para el año 2022 y para el año 2029. (en “Fuentes” se encuentran desagregados y en “Respaldos Comentarios” se encuentran unificados por AUD)

Archivo: “DC_Informe Etapa A2”

Los Términos de Referencia requieren información del resto de red de la siguiente manera:
Resolución CNEE-203-2024 Página 5 de 121



CNEE
Comisión Nacional de Energía Eléctrica - Guatemala
Secretario General

Área	Demanda (MW)		Área (km ²)
	BT	MT	
Resto de Red			
Protegida			
Otros			

Sin embargo, al revisar la información enviada la misma no se encuentra disponible.

OBSERVACIÓN:

Con base a los numerales 1.6.3, 2.5 y 2.7 de los Términos de Referencia se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a) El archivo Excel "Resumen_DC.xlsx",
- b) La carpeta "Respaldos Comentarios" y su contenido asociado,
- c) Los Shape File para el año 2029,
- d) La información del resto de red del año 2022 y 2029 de la siguiente manera:

Área	Demanda (MW)		Área (km ²)
	BT	MT	
Resto de Red			
Protegida			
Otros			

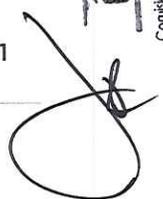
Etapa B

Adicional a lo ya remarcado anteriormente para la Etapa B, se tienen las siguientes consideraciones.

El numeral 3.2.2 Mano de Obra indica, "... se debe presentar a la CNEE para su validación e inclusión en el estudio, las memorias de cálculo y toda la documentación de respaldo. Los costos que se reconocerán provendrán de precios reales de los últimos cinco (5) años y deberán ser sustentados con: facturas, contratos con empresas tercerizadas, órdenes de compras o documentos contables de compra. Adicionalmente, la Distribuidora deberá justificar fehacientemente las herramientas utilizadas para cada operario, cuadrilla y grupo de trabajo de acuerdo con las condiciones reales de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución. La Comisión fiscalizará la veracidad de dicha información haciendo las inspecciones que considere pertinentes. ..."

OBSERVACIÓN

En el archivo de Excel: "Respaldos Eq y Herramientas.xlsx", fue posible detectar que tanto la columna N (Precio neto que se encuentra en quetzales al cotejarlo con los valores de las facturas), es igual a la columna R (Precio neto USD Dic22). El error modifica los precios de los materiales, como se muestra en la siguiente imagen:



N	O	P	Q	R
Precio neto	Valor neto de pedido	Moneda	AñoMe	Precio neto USD Dic/22
159.00	954.00	GTQ	20225	\$ 159.00
159.00	477.00	GTQ	20225	\$ 159.00
92.00	552.00		202210	\$ 92.00

Fuente: Excel "Respaldos Eq y Herramientas.xlsx"

Por lo que, basado en el numeral 1.6.3 de los Términos de Referencia se requiere a el Consultor de la Distribuidora realizar las correcciones a los valores erróneos presentes en el archivo de Excel citado.

Etapa C

Para la Etapa C, se tienen las siguientes consideraciones. En los Términos de Referencia en su numeral 4.4.3.1 AREAS URBANAS EN DAMERO, se indica:

"Se remitirán los resultados del proceso de optimización en formato de NEPLAN en todo caso deberán remitirse las bases de datos y librerías compatibles de las diferentes alternativas para comparar y definir las tecnologías óptimas.

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

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

En el numeral 4.4.3.2 OPTIMIZACIÓN DEL RESTO DE RED se indica que se debe:

"...

- Presentar toda la información asociada tanto para la red real como para la red óptima en los formatos de la Resolución CNEE-50-2011 (tablas: Redes de Media Tensión, Centros de Transformación, Transformadores, Redes de Baja Tensión, Equipos de Protección y Maniobra, acometidas y Medidores) a manera de establecer todas las características de dichas instalaciones; adicionalmente esta información se deberá complementar con lo requerido en la tabla del Apéndice 3, tanto para la red real como óptimo. La CNEE fiscalizará la veracidad de la información.
- Se remitirán los resultados del proceso de optimización en formato de NEPLAN. En todo caso deberán remitirse las bases de datos y librerías compatibles de las diferentes alternativas para comparar y definir las tecnologías óptimas.



h. Simulación de flujos de carga de las instalaciones reales y optimizadas. Para el efecto deberá presentar los resultados obtenidos acompañados de las bases de datos, librerías de elementos de red y archivos necesarios, en el formato NEPLAN Versión 360 o PSS®E Versión 35.2, para que la CNEE pueda replicar dichos resultados y establecer entre otros las pérdidas de potencia y energía, regulación de tensión, desbalance, etc...".

OBSERVACIÓN:

El Consultor de la Distribuidora continúa presentando errores en los archivos de Excel que contienen los Modelos de Cálculo de VNR y Anualidad de Inversión, estos se pueden observar en el archivo "DC Unidades Constructivas" en la hoja "Armados x UC". La importancia de estos archivos para la construcción del Modelo es alta, por lo que no se debe permitir la presencia de errores en los mismos.

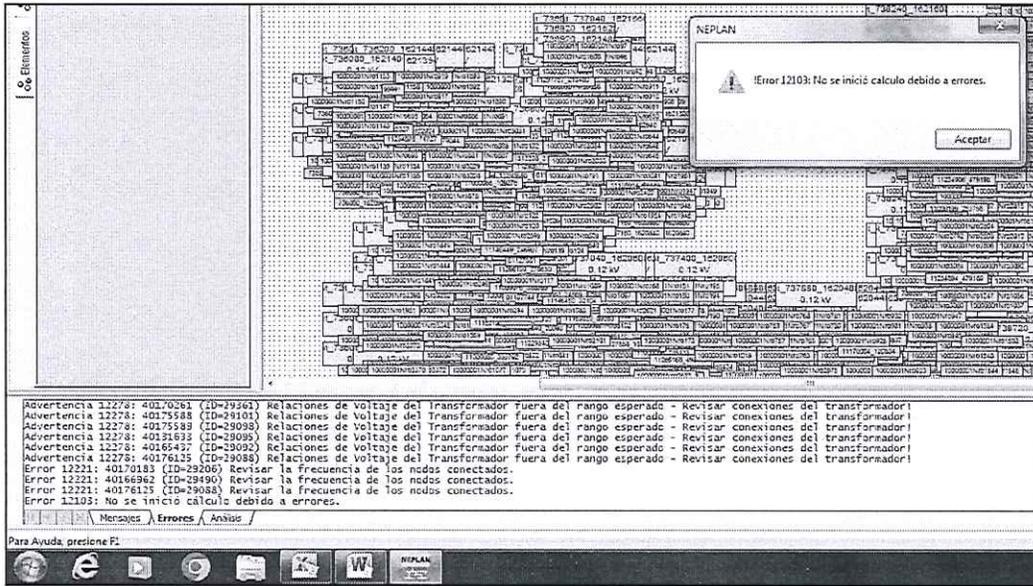
UNIDAD	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL						
LN1025rip	#N/A		#N/A								
LN1025rip	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 3000	UNIDAD	#N/A	1,171.52	-	19.22	1,294.75	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 2000	UNIDAD	#N/A	2,059.17	-	11.95	1,071.12	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 3000	UNIDAD	#N/A	746.32	-	6.25	754.58	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 1000	UNIDAD	#N/A	593.24	-	6.49	599.73	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 750	UNIDAD	#N/A	543.61	-	5.95	549.55	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	POSTE DE MADERA 10.5 M CLASE 3	UNIDAD	#N/A	616.92	-	7.00	623.92	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	POSTE DE MADERA 10.5 M CLASE 4	UNIDAD	#N/A	553.47	-	6.25	559.72	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	POSTE DE MADERA 10.5 M CLASE 5	UNIDAD	#N/A	275.11	-	5.38	280.49	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	#N/A	108.09	-	1.26	108.31	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	#N/A	180.09	-	2.10	182.19	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	SUPLEMENTO POR EXCAVACION EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	UNIDAD	#N/A	145.55	-	1.42	146.97	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	SUPLEMENTO POR EXCAVACION EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	UNIDAD	#N/A	203.02	-	2.05	210.05	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFASICO ALINEACION Y ANG. #5-ACSR 2 AWG	CONJUNTO	6.29	188.26	-	3.13	190.35	-		#N/A	#N/A
LN1025rip	ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFASICO ANG. 5 a 20°, ACSR 2 AWG	CONJUNTO	2.28	813.91	-	9.33	823.24	-	1,335.03	524.98	1,864.01
LN1025rip	ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFASICO ANG. 5 a 20°, ACSR 2 AWG	CONJUNTO	1.58	813.91	-	9.33	823.24	-	991.87	388.87	1,380.74
LN1025rip	ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFASICO ANG. 5 a 30°, ACSR 2 AWG	CONJUNTO	0.87	813.91	-	9.33	823.24	-	512.47	200.92	713.38
LN1025rip	ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFASICO ANG. 5 a 30°, ACSR 2 AWG	CONJUNTO	1.31	813.91	-	9.33	823.24	-	776.97	304.82	1,081.58
LN1025rip	RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	2.58	84.91	-	0.96	85.87	-	138.59	65.77	204.55
LN1025rip	DOBLE RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	3.53	203.54	-	2.28	205.82	-	464.95	264.69	729.65
LN1025rip	RETENIDA VERTICAL 3/8"	CONJUNTO	0.15	144.20	-	1.64	145.84	-	15.14	6.40	21.54
LN1025rip	RETENIDA CON APOYO 3/8"	CONJUNTO	0.05	376.24	-	4.20	380.54	-	11.80	6.94	18.74
LN1025rip	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO	CONJUNTO	9.40	154.90	-	1.40	156.30	-	500.61	816.95	1,317.56
LN1025rip	AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 34.5 kV	UNIDAD	69.94	27.30	-	0.32	27.61	-	1,497.14	434.12	1,931.26
LN1025rip	CADENA DE AMARRE PORCELANA 34.5 kV ACSR 2 AWG	CONJUNTO	0.75	56.43	-	0.65	57.08	-	30.71	12.08	42.78
LN1025rip	CADENA DE AMARRE COMPOSITE 34.5 kV ACSR 2 AWG	CONJUNTO	37.65	41.47	-	0.47	41.94	-	1,104.86	474.50	1,579.36
LN1025rip	TENDIDO DE LINEA TRIF. DOBLE CIRC. ACSR 2 AWG Y NEUTRO 2 AWG	M	1000.00	7.01	-	0.02	7.03	-	3,546.94	3,541.55	7,088.50
LN1025rip	FUESTA A TIERRA	CONJUNTO	2.52	176.64	-	1.92	178.54	-	224.14	232.20	446.32

Fuente: Archivo "DC Unidades Constructivas.xlsx" hoja "Armados x UC"

Adicionalmente, en el numeral 1.3.6 del informe, se indica que se entrega a la CNEE en formato de Base de Datos MS Access compatible con el software Neplan, la totalidad de circuitos completos, desde SMT, tramos de MT, equipos de maniobra, Centros de Transformación MT/BT y tramos de BT. De esta forma, la CNEE podrá replicar el cálculo de la optimización en Resto de Red y en cada AUD, corriendo flujos de potencia sobre la red optimizada. Se analizaron los archivos recibidos y se determinó que varios de estos incluyen errores, esto imposibilita realizar la revisión y replicar los resultados.

Alimentadores DC	155
Alimentadores Revisados	19
Convergen	3

Fuente: Elaboración Propia.

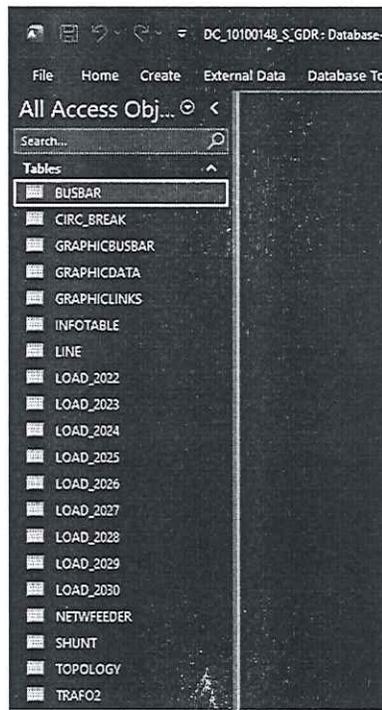


Fuente: Carpeta "DC_BasesNeplan_Optimo_Alimentador"

Se muestra a continuación ejemplos de los errores obtenidos:

Error 1:

En el archivo que se identifica como DC_10100148_S_GDR, Neplan se indica que se tienen 426 errores en los 426 transformadores de 2 devanados que tiene la base de datos.mdb; por lo que, a continuación, se describe el error en uno de los transformadores:



Fuente: Base de datos MS Access "DC_10100148_S_GDR"

Detección del error:

- En Neplan se indica el error en el transformador de 2 devanados identificado como 40001773 de **13.8/0.12 kV** con "Sr" igual a 500 MVA que está conectado del nodo mt_726498_1643210 de **34.5 kV** al nodo bt_726498_1643210 de **0.12 kV**.

Fuente: Base de datos MS Access "DC_10100148_S_GDR" ejecutada en NEPLAN

- El transformador en la tabla "TRAFO2" de la base de datos.mdb tiene los siguientes voltajes; UR1=13.8 y UR2=0.12.

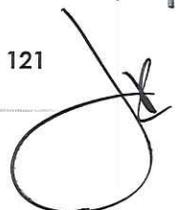
Fuente: Base de datos MS Access "DC_10100148_S_GDR"

Descripción del error:

- De la base de datos.mdb el nodo mt_726498_1643210, la tabla "BUSBAR", tiene el siguiente voltaje: UN=34.5 (NEPID= 1149), en la tabla "GRAPHICBUSBAR" si existe.
- De la base de datos.mdb el nodo bt_726498_1643210, la tabla "BUSBAR" tiene los siguientes voltajes: UN=0.12 (NEPID= 18665), en la tabla "GRAPHICBUSBAR" si existe.

Resumen:

- El error consiste en que el voltaje primario de los transformadores es de 13.8 kV y el voltaje de los nodos en los cuales se conectará el primario del transformador está definido con un voltaje de 34.5 kV, por lo que Neplan no hace la convergencia debido a esta diferencia de voltajes. **Este error se muestra en los 426 transformadores que existen en la base de datos.mdb.**



Fuente: Base de datos MS Access "DC_10100148_S_GDR" ejecutada en NEPLAN

Error 2:

En el archivo que se identifica como DC_10000147_S_GDR, se tienen 3 errores según lo indicado en Neplan. A continuación, se describe un error:

Detección del error:

- En Neplan se indica un error que se encuentra en el Transformador de 2 devanados que se identifica como "40129136" de características **13.8/0.12 kV** con "Sr" igual a 500 MVA, conectado del nodo de Media Tensión mt_743359_1600293 de **13.8 kV** al nodo de Baja Tensión bt_743359_1600293 el cual aparece erróneamente con un valor de **20 kV**.
- El transformador "40129136" en la tabla "TRAFO2" de la base de datos.mdb tiene los siguientes voltajes; UR1=13.8KV y UR2=0.12KV.

Descripción del error:

- De la Base de datos.mdb, para el nodo mt_743359_1600293, se remite la siguiente información; de la tabla "BUSBAR" (base de datos técnica): UN = 13.8 (NEPID=37)
- De la tabla "GRAPHICBUSBAR" (base de datos grafica): Si existe (NEPID=37)
- De la Base de datos.mdb, para el nodo bt_743359_1600293, se remite la siguiente información; de la tabla "BUSBAR" (Información técnica): No existe (Error)
- De la tabla "GRAPHICBUSBAR" (Información para graficar nodo): Si existe (NEPID=146).

Resumen:

- El error consiste en que el nodo al cual se conectará el transformador en baja tensión está definido en Neplan con un voltaje secundario de 20 kV (valor asignado por Neplan por defecto ante la ausencia de valor) cuando el voltaje secundario de dicho transformador debería ser de 0.12 kV, por lo que Neplan no hace la convergencia debido a esta diferencia de voltajes. Este error se muestra en 3 transformadores más, para el caso de este alimentador.

236	693	bt_744400_16			0.12	1.195551531892e-315
237	692	bt_743400_16			0.12	1.195551531892e-315
238	691	bt_746480_16			0.12	1.195551531892e-315
239	690	bt_746512_16			0.12	1.195551531892e-315
240	689	bt_744000_16			0.12	1.195551531892e-315
241	688	bt_744024_16			0.12	1.195551531892e-315
242	716	bt_743269_16	Nodo		20	60
243	733	bt_744939_16	Nodo		20	60
244	720	bt_743359_16	Nodo		20	60

Fuente: Base de datos MS Access "DC_10000147_S_GDR" ejecutada en NEPLAN

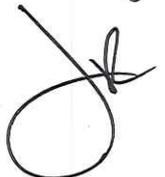
OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 1.6.3, 4.4.3.1 y 4.4.3.2, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- Para el Informe G2 corregir todos los errores de referencia presentes en el archivo "DC Unidades Constructivas.xlsm".
- Para el Informe G2 realizar todas las correcciones pertinentes a los archivos que contienen la información de los circuitos de la Distribuidora (Base de Datos MS Access), ya que se detectaron errores en estos que no hacen posible realizar la tarea de supervisión y replica de esta Comisión, adicionalmente, todos los archivos deberán ser entregados en formato Neplan (.nepprj) de manera individual y tomando en cuenta las consideraciones expuestas y las de la Observación 27.

Etapa E

Dentro de la documentación de la Etapa E se refiere a un Plan de Combate a las Pérdidas No Técnicas -PNT- expuesto por el Consultor de la Distribuidora. Dentro del mismo existen una serie de actividades que no tienen la debida trazabilidad, existe una serie de actividades para las cuales no se proyectó un tipo de perfil del personal a ejecutar las mismas (tomado de las encuestas salariales presentadas por el Consultor de la Distribuidora), no existe un detalle de los tiempos de ejecución de dichas actividades (horas consideradas por actividad), sino que el nivel de detalle solo es a valores globales, existiendo incluso errores significativos en dicho modelo, tales como los que se irán exponiendo a continuación:



Plan de Pérdidas 2023 - DEOCSA

TaC 9.85222 die-22
VU 9.85 años

Año	% Reducción respecto de la Energía Inyectada	Pérdida no recuperada en el sistema (MWh)	Venta no recuperada por recuperación de energía (MWh)	Normalizaciones anuales	Costo Anual (USD)	Costo Anual OPEX (USD)	Anualidad acumulada del CAPEX (USD)	Costo Anual CAPEX (USD)
2024	0.15%	342,319	2,560	80,847	9,874,953	8,605,593	3,049,860	10,226,352
2025	0.20%	334,785	8,119	82,487	10,354,913	8,671,272	2,281,640	10,559,929
2026	0.20%	325,546	11,070	78,184	12,070,849	8,737,567	3,213,282	10,323,565
2027	0.30%	312,428	16,171	76,052	11,315,732	8,849,052	4,466,679	11,030,048
2028	0.25%	319,451	10,246	76,038	14,620,789	8,956,954	5,663,825	11,448,413
2029	0.25%	318,964	21,816	76,762	15,999,948	9,090,167	6,909,581	11,913,284

Acciones de normalización por iniciativa

Iniciativa	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Masivos	52,875	51,915	51,956	52,108	53,151	55,065
Grandes Clientes (usuarios no BTS)	448	448	448	448	448	448
PINT	22,124	23,124	25,780	25,426	22,439	21,249
Total	80,447	80,487	78,184	76,052	76,068	76,762

Costo acciones de normalización por iniciativa (Costos operativos - USD)

Iniciativa	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Masivos (Usuarios BTS)	678,050	1,002,425	1,077,307	1,078,007	1,134,870	1,214,215
Grandes Clientes Usuarios fijo (BTS)	340,260	256,044	272,622	290,331	308,307	327,175
PINT y Mantenimiento	673,487	673,487	673,487	673,487	673,487	673,487
Gestión de Conflictividad y Gestión Social	184,120	191,196	215,088	232,053	249,459	267,761
Corteo de luminarias AP	65,547	70,915	78,572	82,611	88,808	95,323
Normalización luminarias	276,010	276,010	276,010	276,010	276,010	276,010
Interventoría	137,116	137,116	137,116	137,116	137,116	137,116
Verificaciones parque de medida CNEE						
Total	8,605,593	8,675,371	8,757,667	8,849,052	8,956,964	9,090,167

Venta acumulada por energía recuperada (MWh)

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa E, archivo "Programa PNT 2024-2029" Hoja "Resumen Energuate"

El costo anual para el Plan de Combate a las PNT, expuesto por el Consultor de la Distribuidora, consta de dos grandes renglones, el primero integrado por un Costo Anual OPEX y el segundo por una Anualidad Acumulada del CAPEX.

Iniciando por el Costo Anual de Opex se ha revisado el archivo dando seguimiento a 3 de las partidas indicadas, denominadas "Masivos (Usuarios BTS)", Gestión de Conflictividad y Gestión Social e Interventoría.

Dando seguimiento a las mismas se enlazan en la hoja siguiente:

COSTOS ENERGUATE

CAPEX	OPERACIONES					COSTO UNITARIO					CAPEX ANUAL HMQ					CAPEX ANUAL MUSD					TC		
	2024	2025	2026	2027	2028	2024	2025	2026	2027	2028	2024	2025	2026	2027	2028	2024	2025	2026	2027	2028			
Normalización Masivos	8,279	89,824	99,789	97,959	91,748	301.29	4.96	9.10	5.07	5.67	0	17,727,004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,952,222	
Normalización Grandes Clientes	458.60	452.06	412.08	272.50	30.90	341.60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PINT Normalización	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PINT Banda Ancha	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Mantenimiento	15	22	25	29	35	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Plan Dico							274,827	242,018	220,647	204,424	184,429	0	277,227	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total de Costos de Normalización							340%	340%	340%	340%	340%	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	

COSTOS DEOCSA

CAPEX	OPERACIONES					COSTO UNITARIO					CAPEX ANUAL HMQ					CAPEX ANUAL MUSD					TC	
	2024	2025	2026	2027	2028	2024	2025	2026	2027	2028	2024	2025	2026	2027	2028	2024	2025	2026	2027	2028		
Normalización Masivos	12,375	11,185	10,956	12,363	13,181	55.65	4.96	9.10	5.07	5.67	0	26,923,959	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,952,222
Normalización Grandes Clientes	448	448	448	448	448	84.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gestión de Conflictividad	24,892	25,824	27,906	28,186	28,493	118.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Corteo de Luminarias AP	1,962	2,042	2,262	2,372	2,482	49.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Normalización Luminarias	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interventoría	137,116	137,116	137,116	137,116	137,116	137,116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Verificaciones parque de medida CNEE	24,25	24,25	24,25	24,25	24,25	24,25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total de Costos de Normalización							340%	340%	340%	340%	340%	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa E, archivo "Programa PNT 2024-2029" Hoja "Plan de Reducción de Pérdidas"



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

Siguiendo los enlaces que van de la hoja "Plan de Reducción de Perdidas" a la hoja "costos Unitarios 2024" siempre en el archivo "Programa PNT 2024-2029" se llega a los siguientes valores unitarios sin la debida trazabilidad indicada en los Términos de Referencia:

A	B	C	D	E	F	G	H	I
90	TE023-TERMINAL NEMA 2 PARA 4/0 ALUMINIO	6	100%	6 Q	96.00 Q	576.00		
91	TO001-TORNILLO GALVANIZADO CABEZA EXAGONAL DE 1/2 LARGO	12	100%	12 Q	2.50 Q	30.00		
92	TO006-TORNILLO GALVANIZADO CABEZA EXAGONAL DE 3/8 LARGO	24	100%	24 Q	3.75 Q	90.00		
93	TO013-TORNILLO PUNTA DE BROCA 5/32 X 1/2 CON CABEZA PHILLIPS	6	100%	6 Q	0.25 Q	1.50		
94	TO040-TOMACORRIENTE POLARIZADO SOBRE PONER	1	100%	1 Q	10.33 Q	10.33		
95	TU012-TUERCA GALVANIZADA DE 1/2	20	100%	20 Q	0.75 Q	15.00		
96	TU007-TUERCA GALVANIZADA DE 3/8	24	100%	24 Q	0.33 Q	8.40		
97	VA001-VARILLA ROSCADA DE 1/2	1	100%	1 Q	12.50 Q	12.50		
98	VA002-VARILLA GALVANIZADA CON RECUBRIMIENTO DE COBRE 5/8	1	100%	1 Q	95.00 Q	95.00		
99	Costo diario Brigadas de medicion	1	100%	1 Q	1,675.00 Q	1,675.00		
100	TOTAL					Q51,917.53		

Conceptos	Cantidad	Precio sin IVA - 2023	Importe sin IVA	
Plan Orion	1 Q	234,827.01	Q 234,827.01	Costos de abogado anual
Inspecciones Masivos	1 Q	202.49	Q 202.49	MO Costo de brigadas / Inspecciones de hurto no exitosas
Inspecciones Grandes Clientes	1 Q	589.93	Q 589.93	Costo de brigadas / Inspecciones de hurto no exitosas
Gestion de Conflictividad	1	2,203,034.16	Q 2,203,034.16	Detalle Gestion social y Desglose de Proyecto A
Conteo de luminarias AF	1 Q	5.83	Q 5.83	Precio de Contrato
Normalizacion luminarias	1 Q	49.49	Q 49.49	Precio de Contrato
Interventoria	1 Q	6.19	Q 6.19	Precio de Contrato
Verificaciones parque de medida CNEE	1 Q	314.38	Q 314.38	Precio de Contrato

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa E, archivo "Programa PNT 2024-2029" Hoja "Costos Unitarios"

Se puede verificar que se rompe la trazabilidad, toda vez que la mayoría de los montos indicados corresponden a valores, sin ninguna explicación detallada, justificación y/o memoria de cálculo que lo soporte.

Presupuesto de Operación (Comunidades en Conflicto)					
Tipo	Incluye	Definición	Costo Total	DEOCSA	DEORSA
Recurso Humano	37 Gestores comunitarios	Promotores Sociales que son el vínculo entre las comunidades y Energuate, para generación de condiciones favorables para ambas entidades a través de la negociación y el dialogo	Q4,641,026	Q2,471,057	Q2,169,969
Beneficios Comerciales	Descuentos sobre deuda de clientes	Beneficios monetarios brindados a usuarios con deuda. Beneficios por pago al contado y/o acuerdos.	Q26,877,010	Q20,762,113	Q6,114,897
Oficinas Móviles	13 Vehiculos y 39 personas para Atencion al Cliente	Oficinas rotativa con servicio en las comunidades mas alejadas de oficinas comerciales. Esto con vehiculos modificados para atención al clientes y gestion de cobros	Q2,987,926	Q2,390,341	Q597,585
Operaciones	Abogados	Servicios Juridicos utilizados para acompañamiento a las localidades conflictivas	Q334,698	Q267,759	Q66,940
Energia Esenciales	Plantas Eléctricas / Combustible	Plantas Eléctricas exclusivas para servicios esenciales en cortes.	Q219,425	Q175,540	Q43,885
Sesegua	Servicio de investigación	Documentación de conexiones directas en localidades donde no se puede ingresar, así como rutas estrategicas de paso y de salida.	Q462,000	Q369,600	Q92,400
			Q35,522,086	Q26,436,410	Q9,085,676

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa E, archivo "Programa PNT 2024-2029" Hoja "Gestion Social"

En dicha hoja de cálculo, los montos por el orden de millones de quetzales al año, tal como el expuesto en la imagen, no tienen trazabilidad y son valores pegados en la hoja de cálculo.

Adicionalmente, se continuará con la evaluación de este punto en la sección "Observaciones Etapa E – DEOCSA" de este documento.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 1.6.3, no es procedente la inclusión dentro de los costos de distribución a trasladar a los usuarios de montos sin ninguna trazabilidad. Este programa con el nivel de información expuesto por el Consultor de la Distribuidora no permite que la CNEE efectúe las actividades de supervisión, fiscalización y análisis necesarias para validar el traslado de costos a las tarifas finales de los usuarios regulados; por lo que, conforme al estado actual de la información presentada no es viable la inclusión de los mismos en los costos de distribución a reconocer para el próximo quinquenio. No obstante, lo anterior, se aborda una opción para la inclusión de este programa en la Observación 34.

Etapa G

Al revisar el modelo de cálculo incluido en el archivo Excel "DC_Pliego", se puede verificar que el Consultor de la Distribuidora en la hoja "Coef_Fijos" está incluyendo los factores KPP, KPMT, KPBT, FAPot, FEMT y FEBT sin la debida trazabilidad del modelo.

OBSERVACIÓN:

Dentro de los documentos entregados por el Consultor de la Distribuidora, se observa que los modelos utilizados no son completamente trazables, lo cual imposibilita la labor de la CNEE de verificar el detalle del proceso de cálculo efectuado; por lo que, se requiere que se cumplan con los Términos de Referencia (numeral 1.6.3), en cuanto a la trazabilidad de la información. Se solicita al Consultor de la Distribuidora proporcionar el detalle del cálculo de los factores KPP, KPMT, KPBT, FAPot, FEMT y FEBT para efectuar la revisión respectiva.

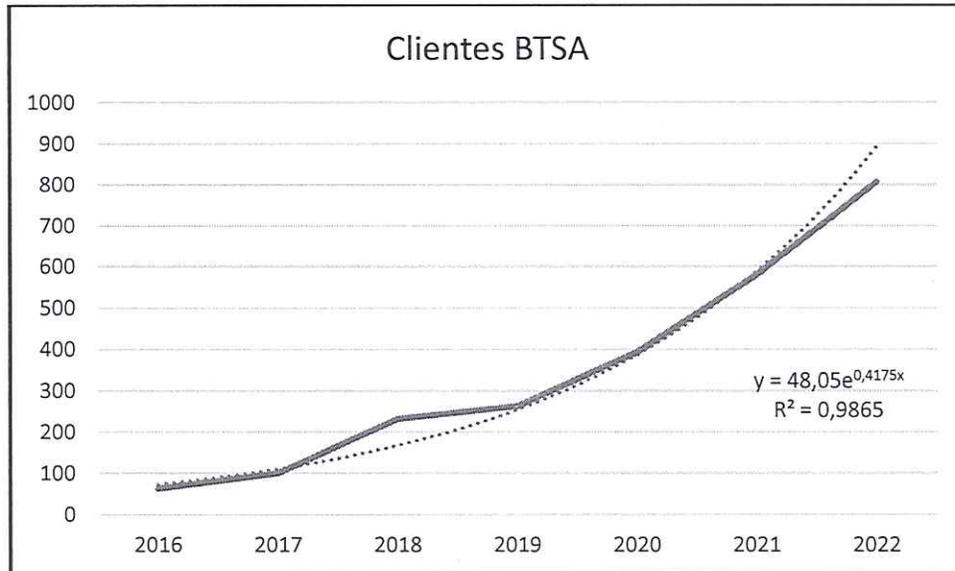
Observaciones Etapa A.1 – DEOCSA

2. PROYECCIÓN DEL NÚMERO DE USUARIOS BTSA

En el numeral 2.3.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN, se establece que: *"Para los cálculos de las proyecciones de la demanda de energía y usuarios, se deberán utilizar metodologías de uso aceptado y probado en estudios de proyección de la demanda. Se deberá analizar el pasado buscando y proponiendo variables que expliquen evoluciones tendenciales, se deberá analizar y explicar comportamientos extratendenciales, y se deberán proyectar los parámetros de consumo utilizando las variables externas identificadas. En este sentido, se deberán explorar distintas técnicas de proyección, identificando y justificando la que resulte más apropiada para cada categoría tarifaria. Los métodos a considerar podrán ser, aunque no limitados a ellos, modelos econométricos, modelos autorregresivos (AR, ARMA, ARIMA, con consideración de variables exógenas, etc.), modelos tendenciales, modelos analíticos, entre otros."*

Tal como se indica en el párrafo anterior, se debe analizar el pasado, y explorar distintas metodologías de proyección que expliquen las evoluciones tendenciales y seleccionar la más apropiada para cada categoría tarifaria.

Al revisar la metodología utilizada para obtener el pronóstico del número de clientes en la categoría BTSA, se puede observar que el crecimiento sigue un comportamiento exponencial, tal como se muestra en la siguiente gráfica:



Etapa: G1 (A1), Excel: "DC_Proj Global y Espacial.xlsx". Hoja: Autoproductores.

Si bien es cierto, la categoría BTSA presenta un incremento acelerado en el número de usuarios, característica que es habitual especialmente en los primeros años de las nuevas categorías, se puede observar que la metodología empleada para el pronóstico de clientes BTSA es muy similar a la del VAD vigente. Al analizar los resultados planteados en esa ocasión con los valores actuales se observa lo siguiente:

DEOCSA											
Incorporación de autoprodutores en el tiempo											
Acumulado de usuarios											
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BTS	8	37	63	100	232	427	808	1,621	3,098	5,997	11,697

Etapa: A1, Excel: "DC_Proj Global y Espacial.xlsx". Hoja: Autoproductores. VAD VIGENTE

En el VAD vigente, se puede observar que el Consultor de la Distribuidora planteaba un crecimiento exponencial en donde para 2023 se tendrían 5,997 usuarios y para 2024 de 11,697 y se indicaba que al final del quinquenio el 1% de los usuarios BTS serían autoprodutores (tal como exponen en la propuesta actual). Este planteamiento fue criticado en su momento por la CNEE en el informe de la etapa G1 (CNEE-228-2018), indicando que el crecimiento propuesto por el Consultor de la Distribuidora no es congruente con la realidad de la misma.

De manera similar, al observar el número de usuarios actual y compararlo con el VAD vigente (cuya metodología de pronóstico es la misma utilizada en la propuesta actual), se tienen los siguientes datos:

DC	Base Histórica Común Entre EVAD (2018-2023) y EVAD(2022-2029)					Pronóstico EVAD(2018-2023) vs. Datos Reales					
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
QUANTUM	8	37	63	100	232	427	808	1,621	3,098	5,997	11,697
REALES	8	37	63	100	232	263	393	579	654	935	1,142

Etapa: G1 (A1), Excel: "DC_Proj Global y Espacial.xlsx". Hoja: Autoprodutores, Elaboración Propia CNEE

Se observa que hay una diferencia bastante considerable entre el dato presentado en 2023 por la Consultora de la Distribuidora (5,997), con el valor real 935 usuarios.

Para el año 2024, que aún está en curso, se tomó el primer cuatrimestre de datos y se utilizó el promedio de crecimiento para pronosticar el resto del año; sin embargo, es evidente que no es viable pasar de 935 usuarios en el año 2023 a un número cercano a los 11,697 usuarios planteados por el Consultor para el año 2024.

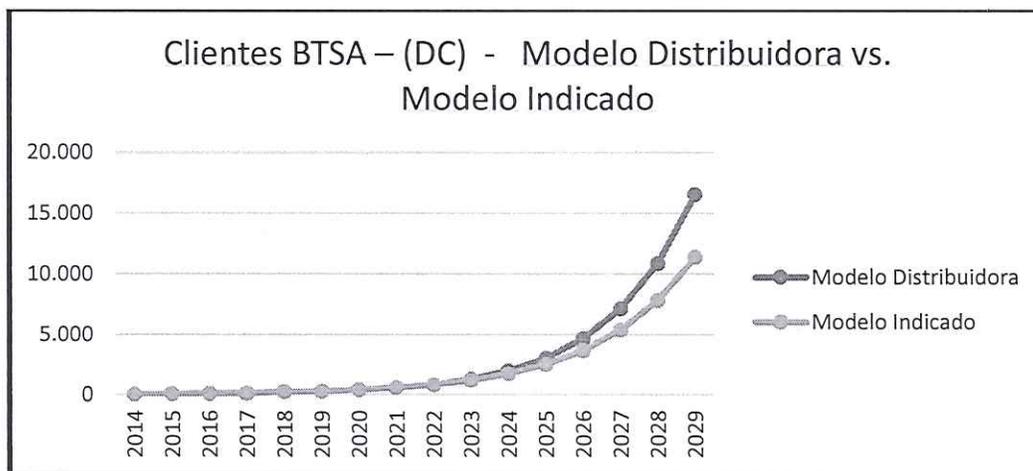
El comportamiento del número de usuarios BTSA planteado en la propuesta actual es el siguiente:

DEOCSA																
Incorporación de autoprodutores en el tiempo																
Acumulado de usuarios																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BTS	8	37	63	100	232	263	393	579	807	1,270	1,973	3,040	4,659	7,117	10,850	16,516

Etapa: G1 (A1), Excel: "DC_Proj Global y Espacial.xlsx". Hoja: Autoprodutores

Nuevamente, el comportamiento exponencial planteado por el Consultor de la Distribuidora no corresponde al comportamiento histórico del número de usuarios de la misma, como quedó demostrado.

La CNEE plantea el siguiente modelo para el comportamiento de usuarios BTSA:



$$y = 183.53e^{0.3751x}$$

$$R^2 = 0.9977$$

(Modelo conformado por datos a partir de 2019)

Se puede observar que con este modelo incluso el coeficiente de determinación que mide la bondad de ajuste es más cercano a uno (1).

OBSERVACIÓN:

Basados en el numeral 2.3.1 de los Términos de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar el modelo planteado por la CNEE, en el análisis de esta observación, para el pronóstico del número de usuarios de la categoría BTSA, dicha proyección se considera más apropiada para la categoría expuesta, que la presentada por el Consultor de la Distribuidora.

3. CLIENTES DE PEAJE EN MEDIA TENSIÓN A ALTA TENSIÓN

Los Términos de Referencia establecen en el numeral 2.3.2.3 que: *"Los usuarios de la Distribuidora con demanda (BTDP, BTDFP, BTHD, BTDA, MTD, MTD, MTD y MTHD), y los usuarios de Peaje en Función de Transportista de Baja y Media Tensión que por su magnitud de demanda (kW), localización y/o características atípicas deben ser reportados en forma particular..."*

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

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

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

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

En el numeral 6.5.4 del informe G1 etapa A1, el Consultor de la Distribuidora incluye un listado de usuarios de peaje en función de transportista con potencial inminente de traslado de conexión de media tensión a instalaciones de transmisión que no son propiedad de la Distribuidora; por lo que, indica que tienen un tratamiento específico en las proyecciones de clientes y de energía del próximo quinquenio tarifario.

El Consultor de la Distribuidora incluye el siguiente listado de usuarios:

Empresa	LATITUD_VES	LONGITUD_VES	Nls	Nombre	Como promedio mensual año 2022 (MWh)
DEOCSA	-90.839841	14.662382	2000739	COMERCIALIZADORA SAN DIEGO, HILERA TEXTIL	1 457 558
DEOCSA	-91.642878	14.574929	2000346	COMERCIALIZADOR Y PRODUCTORA LOS VOLCANES	1 343 067
DEOCSA	-90.785573	14.64389	5976568	DISAR S.A	1 323 485
DEORSA	-88.843064	15.462755	5571255	CORRUGADORA	1 030 376
DEOCSA	-90.798015	14.649755	2000704	BIMBO	835 668
DEOCSA	-90.787192	14.641656	2000711	ALIMENTOS SUMAR	809 101
DEOCSA	-91.43765	14.12892	5549929	PALO BLANCO	797 830
DEORSA	-90.403138	14.342925	5200126	MOSCAMED	770 181
DEORSA	-89.675443	15.002367	3306119	ABASA	767 556
DEORSA	-90.463983	14.322607	5950551	RECICLADOS DE CENTRO AMERICA S.A	729 010
DEOCSA	-91.565	14.544762	5379156	CLIENTE DE RED CLI011 PEPSI CUYOTENANGO	715 235
DEOCSA	-91.347519	14.408178	2000297	INTROSA	683 945
DEOCSA	-90.812396	14.609917	2000713	AGROINDUSTRIA LEGUMEX 2	645 789
DEORSA	-89.378765	15.5206	5696621	COMPAÑIA DE NIQUEL 1	611 499
DEOCSA	-90.800162	14.634559	2000754	AGROINDUSTRIA LEGUMEX	563 181
DEORSA	-90.174088	14.466988	6248644	MINA EL ESCOBAR SAN RAFAEL	537 910
DEOCSA	-90.844275	14.631789	5395820	WELLTEX GLOBAL S.A	534 771
DEORSA	-89.967291	14.604694	5616764	CLIENTE DE RED CERAMICA ALDOSA S.A.	531 380
DEOCSA	-90.788418	14.640538	2000715	DERIVADOS DE MAIZ	505 524

La migración hacia la red de transmisión está contemplada de forma escalonada con inicio en el año 2025 y finalizando en el año 2028. El esquema de salida puede consultarse en archivo "DC_Proj Global y Espacial.xlsb", hoja "DatosMovEP", a partir de fila 114. Para determinar la cantidad de energía de estos clientes, se utilizó la energía promedio mensual vendida durante 2022 y se estimó la energía anual.

Fuente: "DC_Informe Etapa A1" Numeral 6.5.4.

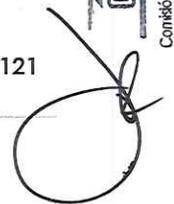
Del listado incluido, para el caso de DEOCSA, sólo el Gran Usuario Hilera Textil, Sociedad Anónima cuenta con autorización para trasladarse a alta tensión mediante Resolución CNEE-248-2023, con lo cual se tiene certeza de su traslado. Para el resto de Grandes Usuarios en el área de DEOCSA no se tiene certeza de que vayan a migrar en el corto plazo.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 2.3.2.3 de los Términos de Referencia, y dado que el Consultor de la Distribuidora no ha presentado los estudios que demuestren la factibilidad cierta que los Grandes Usuarios incluidos en el área de DEOCSA tengan un potencial inminente de traslado de conexión de media tensión a instalaciones de transmisión; se requiere al Consultor de la Distribuidora mantener como usuarios de peaje en función de transportista el listado de Grandes Usuarios incluidos anteriormente, correspondientes al área de DEOCSA, a excepción del Gran usuario Hilera Textil, Sociedad Anónima, el cual ya cuenta con resolución de autorización por parte de CNEE. Consecuentemente, el Consultor de la Distribuidora deberá utilizar para la proyección de usuarios de peaje en función de transportista, los datos promedio de cada año bajo análisis tal y como lo indican los Términos de Referencia.

Resolución CNEE-203-2024

Página 19 de 121



Observaciones Etapa A.2 – DEOCSA

4. RESPECTO AL CRECIMIENTO DE LAS ÁREAS: TASAS DE CRECIMIENTO

De acuerdo con los Términos de Referencia numeral 1.6.3 (informes de Etapa):

“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...”

El numeral 2.7 CONTENIDO DEL INFORME DEL MÓDULO A.2 indica:

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

Dentro de la información presentada por el Consultor de la Distribuidora, el cuadro presentado en la página 9 del punto 2.3.2 (Crecimiento Vertical y Horizontal) se puede observar la variable “superficie de área servida”:

El cuadro siguiente presenta la apertura en crecimiento vertical y horizontal de la demanda:

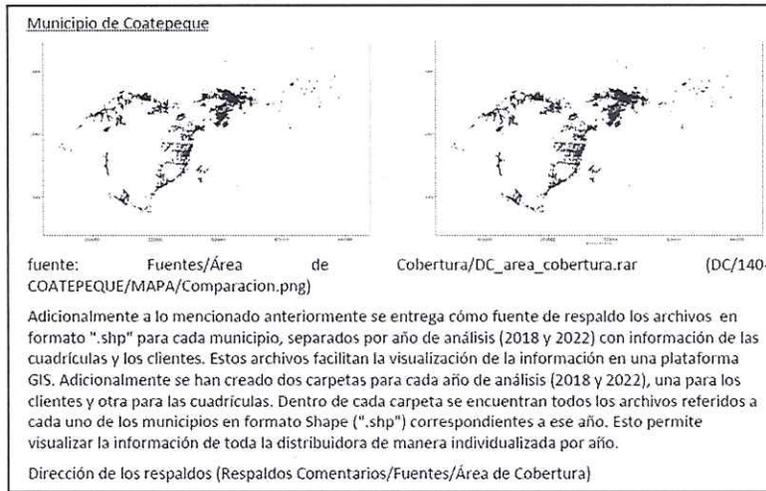
Concepto	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Energía total	MWh	1,636,656	1,709,927	1,768,236	1,807,437	1,814,095	1,839,638	1,877,578	1,931,088
Crec. Total	%		4.48%	3.41%	2.22%	0.37%	1.41%	2.06%	2.85%
Crec. Vertical	MWh	1,636,656	1,703,000	1,761,108	1,800,101	1,806,543	1,831,863	1,869,570	1,922,840
	% / E Total		4.05%	2.99%	1.80%	-0.05%	0.98%	1.63%	2.41%
Crec. Horizontal	MWh		6,927	7,128	7,336	7,552	7,775	8,007	8,248
	% / E Total		0.42%	0.42%	0.41%	0.42%	0.43%	0.44%	0.44%
Superficie área servida	km2	2,810	2,873	2,938	3,005	3,074	3,145	3,219	3,294
Densidad de carga en nuevas áreas	MWh/km2	110.3	109.9	109.8	109.6	109.5	109.3	109.1	109.0

Archivo: “DC_Informe Etapa A2”

A partir de la variable área servida el Consultor de la Distribuidora determina el crecimiento horizontal y vertical. Como resultado obtiene crecimiento de área servida y no de Área Urbana en Damero.

En la página 15 del Archivo “DC_Informe Etapa A2” se indica que dentro de la información entregada se encuentra los archivos Shape File correspondiente al año 2018 de cada municipio donde se podría corroborar el área respectiva a los municipios en los distintos

años; sin embargo, al revisar la información entregada se puede comprobar que no están incluidos los Shape File del año 2018:



Archivo: "DC_Informe Etapa A2"

Por lo que, no se encuentran disponibles los resultados gráficos (Shape File) necesarios para comprobar el área asociada a cada municipio en el año 2018 y así comprobar el crecimiento hacia el año 2022.

Por otro lado, también se ha verificado que la información del crecimiento horizontal y vertical no ha sido entregada conforme el inciso h del numeral 2.7 de los Términos de Referencia. El crecimiento obtenido debería ser congruente con el crecimiento de la red de media tensión real reportada en la resolución CNEE-50-2011, de lo cual los datos de la red de Baja Tensión no han sido entregados por la Distribuidora desde el año 2011.

Es importante señalar, que la resolución CNEE-50-2011 se encuentra vigente según la sentencia de la Corte de Constitucionalidad emitida el 28 de septiembre de 2022, expediente 2861-2022, en el cual se declararon SIN LUGAR las acciones de inconstitucionalidad general total promovidas por la Distribuidora DEOCSA, lo cual confirma que es de cumplimiento obligatorio el envío de la información solicitada.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 1.6.3, y 2.7 de los Términos de Referencia y en ausencia de la presentación de toda la información que respalde los crecimientos propuestos, se requiere al Consultor de la Distribuidora tomar únicamente el crecimiento de las LMT y los Clientes para la expansión de la red. De lo anterior, el Consultor de la Distribuidora deberá utilizar un promedio del 2.15% anual como crecimiento horizontal, obtenido de promediar los valores de LMT y Clientes para el período 2011 - 2022.

5. INCONGRUENCIAS EN LAS COLUMNAS DE "DENSIDAD PROMEDIO" Y "RANGO"

De acuerdo con los Términos de Referencia, numeral 1.6.3 (informes de Etapa): "...La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables..."

Resolución CNEE-203-2024

Página 21 de 121

El numeral 2.5 (Distribución Espacial): "...Con base en el análisis de los resultados obtenidos de la distribución espacial de la demanda en áreas urbanas en damero, la Distribuidora propondrá los rangos de densidades a utilizar. Estos rangos deberán responder a normas y criterios constructivos de la Distribuidora, y a las mejores prácticas de Ingeniería en el desarrollo de redes, dichos criterios y mejores prácticas deberán ser correctamente explicadas para ser tomadas en cuenta como fundamento válido. En todo caso la cantidad de rangos a definir no será inferior a 6 rangos para cada nivel de tensión, y en ningún caso el límite superior del rango podrá ser el doble del límite inferior..."

En la siguiente tabla de la página 32 se puede verificar que para la Densidad Promedio BT de 1.5 no puede ser clasificada dentro del rango MAD debido a que dicho rango es para Densidades mayores a 3.986, por lo que se tiene una incongruencia:

Densidad	Rango (MW/km ²)	Demanda Máxima Total BT (MW)	Superficie (km ²)	Densidad Promedio BT (MW/km ²)
MAD	3.986 < δ	3.7	2.4	1.5
AD1	1.993 < δ <= 3.985	7.2	3.4	2.1
AD2	0.997 < δ <= 1.993	20.0	16.7	1.2
MD	0.499 < δ <= 0.997	14.9	23.4	0.6
BD	0.250 < δ <= 0.499	4.6	13.9	0.3
MBD	δ <= 0.250	3.8	35.8	0.1
Total		54.2	95.6	0.6

Archivo: "DC_Informe Etapa A2"

Lo mismo ocurre para las densidades BT del año 2029 presentadas en la página 33:

Densidad	Rango (MW/km ²)	Demanda Máxima Total BT (MW)	Superficie (km ²)	Densidad Promedio BT (MW/km ²)
MAD	3.986 < δ	5.6	2.7	2.1
AD1	1.993 < δ <= 3.985	11.0	4.9	2.3
AD2	0.997 < δ <= 1.993	25.3	20.4	1.2
MD	0.499 < δ <= 0.997	16.1	25.0	0.6
BD	0.250 < δ <= 0.499	4.3	13.2	0.3
MBD	δ <= 0.250	3.4	30.6	0.1
Total		65.5	96.8	0.7

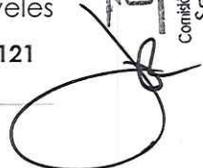
Archivo: "DC_Informe Etapa A2"

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 1.6.3, y 2.5 de los Términos de Referencia se requiere al Consultor de la Distribuidora explicar estas incongruencias y realizar los ajustes necesarios para presentar las densidades BT correctamente. Se propone que asigne diferentes niveles

Resolución CNEE-203-2024

Página 22 de 121



de densidad a MT y BT para que la CNEE pueda revisar adecuadamente la información expuesta, y la misma cumpla el sentido de delimitar áreas por diferentes densidades de demanda tanto en el nivel de media como de baja tensión.

6. DETERMINACIÓN DE ACTIVOS REALES DENTRO Y FUERA DE LA ÁREA URBANA EN DAMERO:

De acuerdo con los Términos de Referencia numeral 1.6.3 (informes de Etapa): *"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..."

El Consultor de la Distribuidora, en el punto 3.2, "Metodología", página 22 indica que determinaron los activos que se encuentran dentro del Área Urbana en Damero y por diferencia en el Resto de Red:

3.2. Metodología

Previo a realizar la zonificación, fue necesario adecuar la información. Luego, se siguió un procedimiento para distinguir AUD del resto de red. A posteriori se determinó la densidad de carga sobre cada AUD. Finalmente se determinaron los activos de la empresa que se encuentran dentro de las AUD y por diferencia, los activos que se encuentran en el resto de red.

Archivo: "DC_Informe Etapa A2"

Sin embargo, en ninguna parte del informe se presenta el detalle de estos activos.

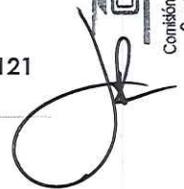
OBSERVACIÓN:

Con base al numeral 1.6.3, de los Términos de Referencia se requiere al Consultor de la Distribuidora incorporar al informe estos resultados, explicando, los resultados obtenidos, en modelos geográficos que delimiten dichos activos.

Observaciones Etapa B – DEOCSA

7. COSTOS RELATIVOS A SUBESTACIONES MT/MT (CASETA)

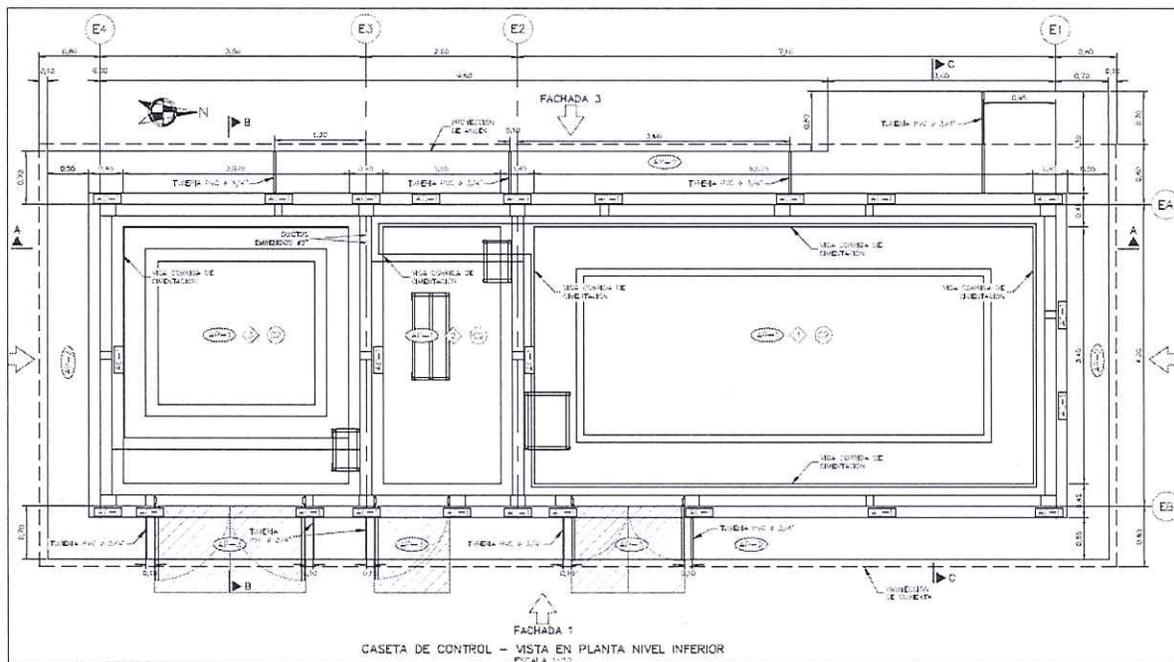
De acuerdo con los Términos de Referencia numeral 1.3.2, establece: *"...Los artículos 71 y 72 de la Ley General de Electricidad definen el Valor Agregado de Distribución (VAD) como al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada..."*



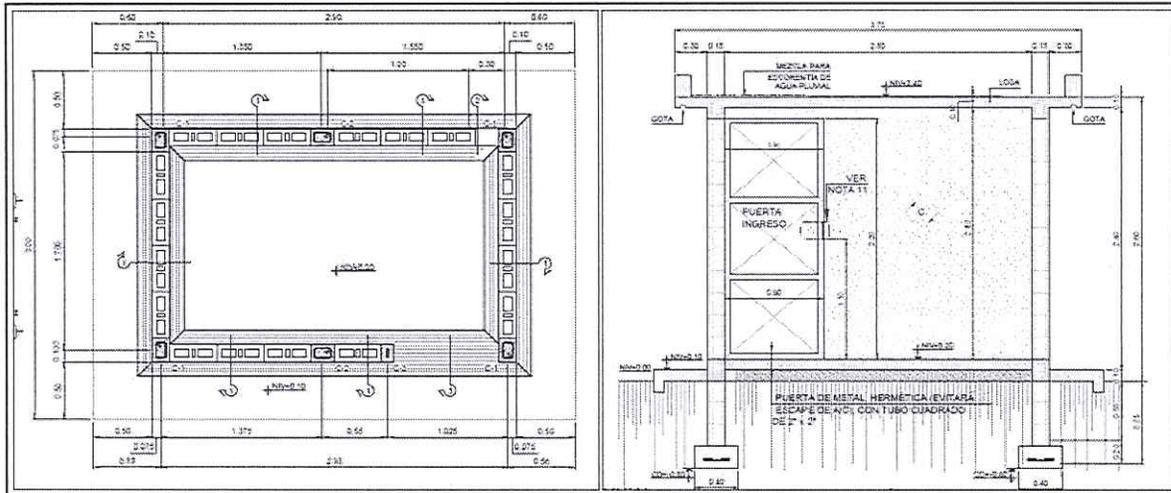
“...b. Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios. Al VNR de la empresa eficiente de referencia, se le calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que determine la CNEE con la metodología y vidas útiles definidas en los presentes TdR...”

De acuerdo con los Términos de Referencia numeral 3.2.1 indica 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.”

Posterior a la revisión del material de soporte presentado por el Consultor de la Distribuidora, se verificó que las dimensiones propuestas para la caseta de control, así como el hecho de que no contendrá el equipo de control de los reconectores (ya que este se encuentra en el patio de maniobras) es posible identificar que esta estructura no corresponde en su totalidad a una Caseta de Control Típica. Esta edificación debe corresponder, con base a lo expuesto en el inciso 24.7 del artículo 24 de las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDROID-, a una Sala de Baterías (que incluye tableros de protección para circuitos AC/DC de SSAA), la cual probablemente contenga los bancos de baterías, equipo de protección asociados a los bancos y equipo de comunicación.



Ejemplo de una Caseta de Control Típica



Caseta de Control presentada por el Consultor

OBSERVACIÓN:

Atendiendo a que la edificación propuesta por el Consultor de la Distribuidora como una Caseta de Control corresponde en realidad a una Sala de Baterías y a los numerales 1.3.2 y 3.2.1 de los Términos de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar para el concepto constructivo que denomina "Caseta de Control" los valores indicados en la tabla siguiente:

DEOCSA	
SSEE	Valor Requerido CNEE (USD)
Chimaltenango	26,091
La Esperanza	-
Santa Maria	-
Totonicapan	-
Pologua	18,263
Huehuetenango	20,872
Sololá	18,263
Cocales	15,654
La Noria	20,872
Mazatenango	28,700
San Sebastian	28,700
Coatepeque	26,091
Melendrez	18,263
Malacatan	20,872
Porvenir	-
Sacapulas	-
Soloma	-
La Vega de Godinez	-
El Semillero	-
Las Thochas	18,263
El Quichè	23,481
Nueva Concepcion	-
Retalhuleu	-
San Juan Ostuncalco	-
Guacamayas	-
Tierra Caliente	-
Xacbal	-
San Rafael Pie de la Cuesta	-

Fuente: Elaboración Propia.

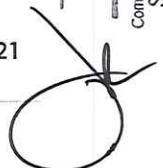
Que son derivados de una estimación efectuada por esta Comisión.

8. REVISIÓN DE PUESTOS OPERATIVOS Y SALARIOS

De acuerdo con los Términos de Referencia, en el numeral 3.2.2 Mano de Obra indica 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 contratar al menos dos estudios de encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea..."*

Resolución CNEE-203-2024

Página 26 de 121



El Consultor de la Distribuidora propone la utilización de los siguientes puestos operativos los cuales son utilizados en diferentes actividades, extraídos de las encuestas salariales para la determinación de los salarios a ser utilizados en el estudio del VAD, en el caso de la encuesta PWC:

Encuesta PWC						
Código	Puesto	Código	Puesto PWC	Descripción PWC	Salario mensual (GTQ de Sept/22)	Salario mensual (USD de Dic/22)
OP1	Jefe de Cuadrilla	350022	Supervisor de Mantenimiento	Dirige y coordina continuamente el trabajo desarrollado por un grupo de trabajadores que llevan a cabo el mantenimiento de maquinaria, vehículos, equipo y/o instalaciones.	10,136	1,306

Fuente: archivo "Análisis de Mano de obra", hoja "Perfiles Operativos"

Por otro lado, en la encuesta de Mercer utiliza el siguiente puesto para el jefe de cuadrilla:

Encuesta Mercer				
Código	Puesto MERCER	Descripción	Salario mensual (USD de Sept/22)	Salario mensual (USD de Dic/22)
PSK02000340	Oficios de Reparación y Mantenimiento - Para Profesional Especialista (S4)	Los puestos en esta sub-familia son responsables de gestionar o de campo por oficios especializados y trabajo de aprendizaje artesana de nivel inferior para la construcción, mantenimiento y reparación de sistemas de instalaciones, edificios y equipo, incluyendo: instalación, reparación y mantenimiento en un entorno de fábrica o sitio de campo; instalación, reparación y mantenimiento de equipos específicos de la industria, como equipos de Petróleo y Gas o equipos utilizados en la provisión de transporte. Un Para-Profesional Especialista (S4) requiere conocimientos avanzados de los procedimientos y herramientas operativas, obtenidos mediante una amplia experiencia laboral y puede requerir formación profesional o técnica. Las responsabilidades suelen incluir: «Trabaja en la supervisión limitada en situaciones no rutinarias y puede ser responsable de otras las operaciones diarias.» «Entrena, delega y revisa el trabajo de profesionales de nivel inferior.» «Los problemas suelen ser difíciles y no rutinarios pero no son complejos.»	12,376	1,659

Fuente: archivo "Análisis de Mano de obra", hoja "Perfiles Operativos"

En la encuesta de Mercer los puestos correspondientes a jefe de Cuadrilla pueden ser sustituidos por otros más competitivos.

Los puestos salariales deben ser elegidos de acuerdo con las necesidades de la labor que se realizará, cuidando de no pagar por puestos sobrecalificados que no son necesarios para las actividades que se va a desempeñar.

El Consultor de la Distribuidora en los puestos operativos propuestos para la cuadrilla de trabajo (jefe de cuadrilla, oficial, operario y peón) especificados en las encuestas salariales de PWC y Mercer, han tomado como referencia puestos de trabajo que contemplan aptitudes de alta calificación para trabajadores de campo; es decir, han considerado que los perfiles deben considerar habilidades de gestión, administración, formación de personal, programación de actividades de construcción de redes y mantenimiento, etc. Considerando que el personal de brigadas de campo atenderá actividades de índole técnica y con manejo de reportería básica de la ejecución de los trabajos asignados. Esta Comisión considera que establecer perfiles con aptitudes como las mencionadas anteriormente, represente una sobre calificación del personal de manera injustificada.

OBSERVACIÓN:

Tomando en cuenta lo indicado en párrafos anteriores y en cumplimiento al numeral 3.2.2 de los Términos de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a) Para la elección de puestos operativos de la encuesta PWC seleccionados en el archivo "Análisis de Mano de obra", hoja "Perfiles Operativos" columnas C-G utilizar el siguiente puesto:



CNEE Guatemala
Comisión Nacional de Energía Eléctrica -
Secretario General

Código	Puesto	Encuesta PWC			
		Código	Puesto PWC	Salario mensual (GTQ de Sept/22)	Salario mensual (USD de Dic/22)
OP1	Jefe de Cuadrilla	350024	Supervisor Planificación de Mantenimiento	9,285	1,197

- b) Para la elección de puestos operativos de la encuesta MERCER seleccionados en el archivo "Análisis de Mano de obra", hoja "Perfiles Operativos" columnas H-L utilizar el siguiente puesto:

Código	Puesto	Encuesta Mercer			
		Código	Puesto MERCER	Salario mensual (GTQ de May/22)	Salario mensual (USD de Dic/22)
OP1	Jefe de Cuadrilla	PSK.02.002.S40	Oficios de Reparación y Mantenimiento - Para- Profesional Especialista (S4)	8,642	1,159

9. REVISIÓN DE PUESTOS GERENCIALES Y SALARIOS

De acuerdo con los Términos de Referencia, en el numeral 3.2.2 Mano de Obra indica: "Los valores eficientes que se reconocerán para mano de obra, construcción, operación y mantenimiento, corresponderán a valores de mercado que una empresa eficiente debería pagar. Para el efecto, la Distribuidora deberá contratar al menos dos estudios de encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea..."

De acuerdo con los Términos de Referencia, en el numeral 3.2.3 Remuneraciones indica 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 firmas especializadas de primera línea. Los resultados que se utilizarán de estas encuestas salariales corresponderán a los valores promedios totales obtenidos, se deberán presentar los resultados de las encuestas salariales para su evaluación y aprobación por parte de la CNEE..."

El Consultor de la Distribuidora propone puestos Corporativos a ser incluidos dentro de los precios eficientes a reconocer en tarifas, para posteriormente incluirlos en los costos de explotación eficientes (Etapa E) para la estructura central, dentro de los cuales incluyen los puestos gerenciales siguientes:

Encuesta PWC			Encuesta MERCER			Salario Básico			Salario Anual			Salario Anual con Cargas Sociales		
Código PWC	Puesto PWC	Salario Básico Mensual [USD Dc/22]	Código MERCER	Puestos MERCER	Salario Básico Mensual [USD Dc/22]	Nivel de Salario	Salario Anual Promedio Encuestas [USD Dc/22]	Salario Anual con Cargas Sociales [USD Dc/22]						
100002	Gerente General	16,933.85	GMA.01.000.E25	Gerencia General - Subsidiaria Nacional (E2)	18,908.65	P75	212,054.99	354,408.93						
180005	Auditor Regional / Corporativo	10,363.37	LCA.05.000.M40	Auditoría Interna - Gerente Senior (M4)	5,860.27	P75	100,941.87	170,328.60						
540017	Gerente de Seguridad y Salud Ocupacional	4,248.09	LCA.09.000.M30	Medio Ambiente, Salud y Seguridad Laboral - Gerente (M3)	4,668.34	P75	53,498.54	91,729.58						
540021	Jeefe de Seguridad y Salud Ocupacional	2,664.73	LCA.09.000.P30	Medio Ambiente, Salud y Seguridad Laboral - Profesional Senior (P3)	2,443.67	P75	30,650.38	53,877.21						
100010	Gerente de Administración y Finanzas	6,605.76	LCA.04.000.M20	Asuntos Regulatorios - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)	4,264.31	P75	65,220.42	111,349.14						
620011	Gerente de Departamento Legal	7,862.47	LCA.03.000.M40	Legal - Gerente Senior (M4)	7,721.81	P75	93,505.67	158,009.11						
550015	Gerente de Relaciones Corporativas	6,991.99	CCA.02.000.M30	Generalistas de Comunicación y Asuntos Corporativos - Gerente (M3)	8,396.66	P75	92,331.87	156,064.49						
120006	Director de Recursos Humanos Local	8,146.63	HRC.02.000.M40	Generalistas de Recursos Humanos - Gerente Senior (M4)	10,319.11	P75	114,390.85	192,609.43						
100006	Director de Servicios Corporativos	8,241.09	FIN.02.000.M40	Generalistas de Finanzas - Gerente Senior (M4)	11,163.59	P75	116,428.09	195,984.52						
160010	Gerente de Finanzas	7,089.11	FIN.04.000.M30	Control Financiero - Gerente (M3)	5,346.56	P75	74,614.04	126,711.48						
160016	Gerente de Contabilidad	5,341.26	FIN.06.000.M30	Contabilidad - Gerente (M3)	5,329.33	P75	64,023.51	109,166.23						
160015	Controlador	6,597.71	FIN.04.000.M30	Control Financiero - Gerente (M3)	5,346.56	P75	71,665.62	121,826.85						
170010	Gerente de Impuestos / Legal	9,062.78	FIN.07.000.M20	Impuestos - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)	4,440.52	P75	81,010.80	137,323.86						
370010	Gerente de Compras SR	7,793.51	SCN.02.000.M30	Operaciones y Planeación de la Cadena de Suministro - Gerente (M3)	8,235.86	P75	96,176.24	162,433.43						
140010	Gerente de Sistemas de Información	6,597.63	ITC.02.000.M40	Generalistas de TI, Telecomunicaciones e Internet - Gerente Senior (M4)	7,219.40	P75	82,299.13	139,443.33						
360006	Director de Operaciones Local	12,062.89	ENS.03.000.M40	Ingeniería - Gerente Senior (M4)	10,608.90	P75	136,030.77	228,460.13						
350010	Gerente de Ingeniería / Mantenimiento	6,409.36	ENS.03.000.M30	Ingeniería - Gerente (M3)	6,372.22	P75	76,689.47	130,149.83						
350010	Gerente de Ingeniería / Mantenimiento	6,409.36	ENS.03.000.M30	Ingeniería - Gerente (M3)	6,372.22	P75	76,689.47	130,149.83						
350010	Gerente de Ingeniería / Mantenimiento	6,409.36	ENS.03.000.M30	Ingeniería - Gerente (M3)	6,372.22	P75	76,689.47	130,149.83						
400006	Director de Mercado y Ventas Local	12,757.19	SMP.01.000.E14	Dirección de Ventas, Marketing y Gestión de Productos - Subsidiaria Na	13,409.61	P75	157,000.79	263,201.00						
360016	Gerente de Servicio al Cliente	4,556.75	CSV.02.000.M40	Servicio al Cliente - Gerente Senior (M4)	5,762.64	P75	61,916.32	105,675.27						
600014	Gerente Comercial	6,347.82	SMP.02.000.M30	Ventas y Marketing - Gerente (M3)	5,306.36	P75	69,925.03	118,943.22						
630010	Gerente de Precios	6,604.94	SMP.11.000.M30	Administración/Operaciones de Ventas - Gerente (M3)	7,627.43	P75	84,554.21	143,179.29						
410012	Gerente de Cuentas Claves	4,256.52	SMP.09.000.M20	Gestión de Cuentas y Clientes - Líder del Equipo (Profesionales) (M2)	3,515.49	P75	46,632.05	80,353.93						
370011	Gerente de Compras	4,566.68	SMP.11.000.M20	Administración/Operaciones de Ventas - Líder del Equipo (Profesionales)	5,340.76	P75	59,444.62	101,580.41						
100015	Gerente Administrativo	7,025.70	GMA.02.000.M30	Estrategia y Planificación de Negocios - Gerente (M3)	5,430.15	P75	74,735.06	126,911.97						

Archivo: "Análisis de Mano de obra", hoja: "Perfiles Corporativos"

Para los cuales el Consultor de la Distribuidora propone que sea considerado el percentil 75 para establecer el nivel salarial para cada puesto gerencial, indicando lo siguiente:

A continuación, se presenta el catálogo de perfiles que serán utilizados durante la Etapa E para costear el valor de mano de obra de la empresa modelo, con sus correspondientes valores mensuales y anuales (los cuales incorporan cargas sociales y beneficios). Para los puestos gerenciales, se utilizaron los valores correspondientes al percentil 75 de la muestra, mientras que para el resto de los perfiles, se tomó su valor promedio. En el caso de no contarse con información del percentil 75 en alguna de las encuestas, fue utilizado el valor promedio. Esta selección se explica en razón de las características de la empresa (tamaño empresa, cantidad de empleados, facturación, nivel de especificación técnica del negocio, entre otros factores), que requieren que el personal jerárquico asociado al desarrollo de las funciones de decisión, cuente con habilidades y capacidades particulares, con su consecuente correlato en mayores salarios.

Archivo: "DC_Informe Etapa B"

Tomando en consideración que la empresa eficiente de referencia que se está determinando en el actual Estudio del Valor Agregado de Distribución, operará en un mercado cuyos clientes en su mayoría son usuarios sin medición de demanda y con bajos consumos (arriba del 96%); por lo que, las actividades comerciales representan un ciclo comercial de lectura, facturación y cobro tradicional. Las redes de distribución se encuentran en su mayoría en áreas fuera de centros urbanos (RdR) donde la complejidad técnica de las actividades de mantenimiento y construcción de redes son de mínima dificultad, la necesidad de implementar proyectos de tecnología disruptiva para atender centros de alto consumo no es necesaria. Finalmente, el nivel de ventas de energía es reducido considerando el área de concesión que cubrirá la Distribuidora; esta Comisión considera que los perfiles corporativos propuestos por el Consultor de la Distribuidora son sobre calificados según las características operativas que la empresa eficiente de referencia requiere, tomando en consideración el mercado en el que operará.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 3.2.2 y 3.2.3 de los Términos de Referencia se requiere al Consultor de la Distribuidora que para los perfiles corporativos en general (Incluyendo puestos gerenciales) utilice el promedio de los salarios calculados y establecidos en la encuesta salarial, conforme a los Términos de Referencia vigentes y firmes en que el percentil 75 no se puede utilizar para ningún caso.

10. HORAS EFECTIVAS MENSUALES

De acuerdo con los Términos de Referencia, en el numeral 3.2.2 indica que: "...Para la determinación del costo horario de mano de obra, se debe considerar únicamente los siguientes conceptos: el tiempo de descanso de acuerdo con el Código de Trabajo (artículo 119), vacaciones (artículo 130 del Código de Trabajo). La existencia de otros conceptos que impactan en el tiempo efectivo de la mano de obra deberá ser debidamente justificado por la empresa Distribuidora, con el fin de permitir su análisis por parte de la CNEE..."

Adicionalmente, los Términos de Referencia en el numeral 3.2.3 "Remuneraciones" establece 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..."

También el Código de Trabajo, Decreto Número 1441, artículo 116 preceptúa lo siguiente: "...La labor diurna normal semanal será de cuarenta y cinco horas de trabajo efectivo, equivalente a cuarenta y ocho horas para los efectos exclusivos del pago de salario..."

El Consultor de la Distribuidora presenta propuesta de horas de trabajo mensuales de la siguiente manera:

Horas de trabajo Anuales		
	Personal del Contratista	Personal Propio
Horas Diarias	8.00	8.00
Días al año	260	260
Horas al año	2,080	2,080
Días feriados	13	14
Horas relativas a días feriados	104	112
Días laborables al año	247	246
Horas laborables al año	1,976	1,968
Días de Vacaciones	15	23
Horas de Vacaciones	120	187
Días teóricos de trabajo	232.0	222.6
Horas teóricas de trabajo	1,856	1,781
Horas de trabajo Mensuales		
	Contratista	Propio
Horas laborables mes	154.67	148.40
Ausentismo mensual (h/mes)	5.23	5.02
Capacitación mensual (h/mes)	5.17	5.17
Horas efectivas mes	144.27	138.22

Archivo: "Análisis de Mano de obra", hoja: "Parametros"

Respecto a las horas diarias de trabajo el Consultor de la Distribuidora plantea una jornada de trabajo de 8 horas de lunes a viernes, para un total de 40 horas semanales; lo cual no corresponde a un valor eficiente de conformidad con las prácticas normales y el Código de Trabajo, ya que las horas semanales a tener en cuenta son 45 horas o 9 horas por día.

Respecto a los días asuetos y feriados, el Consultor de la Distribuidora propone 13 y 14 días lo cual es incorrecto. En la siguiente tabla se puede verificar los días del año que deben ser tomados en cuenta para el cálculo:

Fecha de asueto o feriado	Cantidad
El 1 de enero	1
El jueves, viernes y sábado santo	3
El 1 de mayo	1
El 30 de junio	1
El 15 de septiembre	1
El 20 de octubre	1
El 1 de noviembre	1
El 24 de diciembre, medio día	0.5
El 25 de diciembre	1
El 31 de diciembre, medio día	0.5
El día de la festividad de la localidad	1
	12

Fuente: Elaboración propia

En total deben ser tomados en cuenta 12 días de asuetos y feriado para el cálculo de las horas efectivas por mes.

Respecto a los días de vacaciones el Consultor de la Distribuidora considera 23 para el personal propio, lo cual no corresponde a valores de una empresa eficiente de referencia; debe utilizar para la empresa modelo 15 días.

Por otro lado, el Consultor de la Distribuidora propone la utilización de 5.23 horas para personal contratista y 5.02 para personal propio de ausentismo; mientras que, para capacitación propone 5.17 horas mensuales tanto para personal contratista como para personal propio; lo cual no corresponde a valores de una empresa eficiente de referencia. Considerando los perfiles de los empleados propuestos por el Consultor de la Distribuidora se puede establecer que para la empresa modelo es necesario 1 día al año tanto para ausentismo como para capacitación, obteniendo un total de 2 días anuales, ya que el personal de la Distribuidora debe contar con la capacitación y experiencia necesarios para desempeñar sus funciones. Por otro lado, la Distribuidora debe ser capaz de implementar dinámicas laborales que no sacrifiquen la eficiencia de la organización ante eventuales ausencias, adaptándose a este tipo de contingencias como normalmente se hace en cualquier empresa de cualquier giro de negocio, donde la eficiencia no es castigada por ausencias puntuales de miembros del equipo.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 3.2.3 de los Términos de Referencia se requiere al Consultor de la Distribuidora:

Resolución CNEE-203-2024

Página 31 de 121

- a) Para personal contratista, en el caso de las horas diarias de trabajo utilizar 9 horas.
- b) Para personal contratista, el caso de los días feriados utilizar 12 días por año.
- c) Para personal propio y contratista, en las componentes de Ausentismo y Capacitación utilizar el equivalente a 2 días anuales entre ambas componentes.

Con la consideración de estos tiempos debe ajustarse todo el modelo cálculo de costos planteado por el Consultor de la Distribuidora.

11. GRÚAS

En los Términos de Referencia en el numeral 3.2.4 VEHÍCULOS Y EQUIPOS DE MONTAJE, se establece que: "... La Distribuidora deberá hacer el análisis correspondiente para definir la forma óptima del suministro de vehículos y equipos de montaje, para lo cual deberá evaluar otras alternativas existentes en el mercado, tales como: i. Compra de los mismos con los parámetros antes indicados. ii. Alquiler de acuerdo con el boletín de Precios de Arrendamiento de Maquinaria de la Cámara Guatemalteca de la Construcción del año 2021-2022. iii. Leasing acorde a los volúmenes requeridos para la ejecución del total de las instalaciones de distribución y/u operación y mantenimiento".

Se ha observado que para la grúa de 2.5 y 9 toneladas se ha propuesto utilizar la opción de "Alquiler", tal como se puede observar en la siguiente imagen:

Descripción	Unid.	Vehículo liviano (Jeep, Sedán, Coupé)	Pick-up	Camión (4 Ton)	Camión (10 Ton)	Grúa Móvil (2.5 Ton)	Grúa Móvil (9.5 Ton)
Costo total anual	USD/año	7,026	9,078	10,054	20,056	57,975	168,525
Costo anual Alquiler	USD/año		11,691	19,339	33,378	60,899	78,453
Costo anual Leasing	USD/año	7,071	9,296	10,263	20,560	59,609	174,120
Costo anual seleccionado	USD/año	7,026	9,078	10,054	20,056	60,899	78,453

G1 (B), Archivo: "Análisis Vehiculos.xlsx", hoja: Vehículos O&M

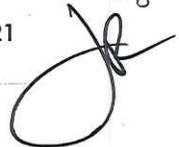
OBSERVACIÓN:

Con base a lo indicado en el numeral 3.2.4, que indica que la Distribuidora debe definir de forma óptima el suministro de vehículos y equipos de montaje, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar el costo correspondiente a la compra de la grúa de 2.5 Ton, que conforme lo expuesto resulta en un costo de 57,975 USD/año, ya que es económicamente más eficiente que el costo del alquiler de 60,899 USD/año.

12. RECEPCIÓN DE LOS ACTIVOS POR PARTE DE LA DISTRIBUIDORA

De acuerdo con los Términos de Referencia, numeral 3.3.2 se indica que: "...Se tomarán como referencia los siguientes valores de Costos Indirectos:

- a. *Beneficio del Contratista: es la utilidad que incluyen las empresas contratistas por prestar sus servicios. Se reconocerá como eficiente un valor máximo de 10% neto, el cual se aplicará sobre los costos de mano de obra, vehículos y equipos de montaje.*



- b. *Estructura de Contratista: se utilizará un 10% aplicado sobre mano de obra, vehículos y equipo de montaje, el cual incluye todos los costos de ingeniería, inspección y administración del contratista.*
- c. *Intereses intercalares: Se han definido los intereses intercalares de acuerdo con la duración de los distintos tipos de obras.*

	Obras de BT	Obras de MT	Subestaciones
Intereses intercalares	0.78%	1.39%	2.63%

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

- d. *Recepción de los activos por parte de la Distribuidora: La Distribuidora presentará una propuesta para la cuantificación de este rubro. Dentro de este renglón se considerarán las actividades de la teórica recepción de obras que constituyen el VNR, se deberá presentar el desglose de las actividades consideradas para cada una de la Unidades Constructivas. Deberá proponerse un porcentaje (%) que se aplicará sobre el costo de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje. La Comisión analizará la propuesta de la Distribuidora y determinará el porcentaje que será aplicado por este renglón, estas actividades no deben duplicarse con actividades reportadas dentro de los costos de capital, operación y mantenimiento..."*

En el numeral 5 del informe de G1 etapa B, el Consultor de la Distribuidora incluye el concepto de **Ingeniería, inspección de obra y generales**, en el cual hace referencia a estudios de Perú (11.17%), Chile (8.24%) y Argentina (10.39%) y requiere que sea reconocido un 8% de costos de Ingeniería, Inspección de obra y generales:

Incluye dentro del alcance actividades que pueden ser tercerizadas y agregarse en el proyecto de construcción tales como:

- Ejecución de planimetría
- Planos de medida
- Gestión de permisos
- Aprobación de Planos
- Inscripción de la servidumbre administrativa en el registro de la propiedad
- Planos conforme a la obra

Sin embargo, los costos relacionados a "ingeniería, inspección y administración del contratista" ya se encuentran incluidos dentro del 10% de "Estructura de Contratista" tal como se detalla en el inciso b de numeral 3.3.2 de los Términos de Referencia.

De manera que, los únicos costos que deben ser considerados por el Consultor de la Distribuidora para proponer un porcentaje a aplicar es el de "Recepción de los activos por parte de la Distribuidora" dentro del cual únicamente se deben tomar como costos válidos: replanteo y recepción final de la obra.



Del análisis efectuado se ha tomado como referencia un benchmarking de los costos aplicados por la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) en el cual se puede determinar un ratio de supervisión de redes de distribución cobrado por CFE el cual varía de 0.9% a 1.7% dependiendo de la unidad constructiva. Los valores se muestran en el cuadro siguiente:

COSTO POR KILOMETRO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN PARA REDES AÉREAS POSTE DE MADERA - ÁREA RURAL							
PESOS DE FEBRERO DE 2024							
CARACTERÍSTICAS	MATERIALES Y EQUIPO DE INSTALACIÓN PERMANENTE	MANO DE OBRA CIVIL Y ELECTRO-MECÁNICA	DISEÑO DEL PROYECTO	SUPERVISIÓN	COSTO TOTAL	RETIRO	Supervision/ Materiales y Equipos + Mano de Obra
1C-1F-2H-13 KV-1/0-AWG-ACSR-PM (RURAL)	\$204,313	\$111,315	\$3,347	\$3,245	\$322,220	\$91,150	0.9%
1C-1F-2H-13 KV-266.8-AWG-ACSR-PM (RURAL)	\$265,351	\$126,856	\$3,944	\$3,408	\$399,558	\$105,454	0.9%
1C-2F-3H-33 KV-3/0-AWG-ACSR-PM (RURAL)	\$297,058	\$121,534	\$3,347	\$5,198	\$427,137	\$94,674	1.2%
1C-3F-4H-13 KV-1/0-AWG-ACSR-PM (RURAL)	\$286,462	\$133,229	\$3,347	\$7,152	\$430,190	\$98,199	1.7%
1C-3F-4H-13 KV-266.8-AWG-ACSR-PM (RURAL)	\$423,227	\$148,601	\$3,944	\$7,314	\$583,087	\$112,504	1.3%

Fuente: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Aportaciones/Paginas/costosdeConstrucciondeRedesAereas/concuotK08.aspx>

Asimismo, se utiliza como referencia lo enunciado al respecto en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de la República Argentina (Capítulo 2 del Anexo 16 de LOS PROCEDIMIENTOS de CAMMESA).

Se considera tomar como base el Art. 32, Título 2.5 del Reglamento en mención: *“una Contratista deberá construir una instalación cualquiera bajo la supervisión de la Distribuidora, a la que deberá abonar, durante el periodo de construcción, un cargo por su supervisión equivalente al 3% del valor total de la obra”.*

Este 3% está asociado al Costo Total de la Obra (100% de la UCC, incluye Costos Directos + Costos Indirectos), con base en la metodología que se propone sería un 3.5% sobre la base de los Costos Directos de Obra: Materiales, Vehículos y Mano de Obra, que integran las UCC.

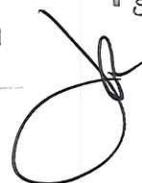
Derivado de lo anterior, se considera que un porcentaje aceptable para el concepto de recepción de los activos por parte de la Distribuidora corresponde al 3.5% sobre el costo de materiales, mano de obra/vehículos y equipos de montaje.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al inciso d) del numeral 3.3.2 de los Términos de Referencia, el Consultor de la Distribuidora no debe incluir en el alcance de actividades de recepción de activos aquellas relacionadas con la construcción del proyecto tales como:

- Ejecución de planimetría
- Planos de medida
- Gestión de permisos
- Aprobación de Planos
- Inscripción de la servidumbre administrativa en el registro de la propiedad
- Planos conforme a la obra

Los costos relacionados a “ingeniería, inspección y administración del contratista” ya se encuentra incluidos dentro del 10% de “Estructura de Contratista” tal como se detalla en el inciso b) del numeral 3.3.2 de los Términos de Referencia firmes y vigentes.



Por lo expuesto, para cuantificar el costo de la recepción de los activos, se requiere al Consultor de la Distribuidora aplicar un porcentaje del 3.5% sobre el costo de materiales, mano de obra/vehículos y equipos de montaje.

13. INCOBRABLES

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 3.4 que: "...INCOBRABLES. Para el análisis de este rubro, la Distribuidora remitirá la información histórica correspondiente a los incobrables que haya presentado su operación, para el año de referencia y un periodo correspondiente a 4 años anteriores a dicho año. Se entenderá por este concepto aquellos montos facturados que no han podido ser recuperados luego del corte de suministro y la liquidación de la deuda y la garantía del usuario.

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

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

El artículo 76 del Reglamento de la LGE establece que: "Los Distribuidores podrán efectuar el corte inmediato del servicio por los causales y en las condiciones previstas en el artículo 50 de la Ley". El artículo 50 de la LGE expresa que: "El usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, podrá ser objeto del corte inmediato del servicio por parte del distribuidor."

Por otro lado, el artículo 94 del Reglamento de la LGE indica que "Todo nuevo usuario deberá entregar al distribuidor una garantía de pago. Esta garantía podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza, y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría...". Más adelante el mismo artículo establece que: "Al rescindir el contrato, el Distribuidor deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado".

De lo expuesto se resume lo siguiente:

- Para los nuevos usuarios se establece una garantía de pago equivalente a 2 facturas mensuales promedio de la tarifa contratada;
- La Distribuidora puede proceder al corte del suministro en caso de pago pendiente de 2 o más facturaciones;
- La Distribuidora tiene habilitada la vía legal para asegurar el cobro de montos pendientes.

De lo anterior se concluye que la Distribuidora cuenta con suficientes salvaguardas legales para asegurar el cobro de la facturación, sólo pudiéndose considerar como incobrables

aquellos montos que una vez realizado el corte de suministro y ejecutada la garantía no fueran suficientes para cubrir lo adeudado luego de que las acciones judiciales tendientes a su cobro no hubieran resultado exitosas.

El Consultor de la Distribuidora presenta información de su grado de incobrabilidad para el período 2018-2022. El porcentaje de incobrabilidad calculado por la empresa es el monto de las facturas no pagadas como porcentaje del monto total facturado, siendo el monto de facturas no pagadas lo facturado en un año calendario, menos lo cobrado en este periodo, considerando el año calendario más los 3 primeros meses del siguiente año y menos los depósitos en garantía ejecutados según el detalle siguiente:

		2018	2019	2020	2021	2022
Facturado	USD	307,803,052	321,006,761	302,180,368	359,200,151	412,653,756
Cobrado	USD	276,859,535	293,087,527	279,062,814	335,394,749	389,732,240
Garantías ejecutadas	USD	225,615	103,096	30,183	41,082	21,120
Diferencia	USD	30,717,903	27,816,138	23,087,371	23,764,320	22,900,395
% s/venta	%	10.0%	8.7%	7.6%	6.6%	5.5%

El análisis detallado de la información suministrada por el Consultor de la Distribuidora muestra la singularidad de que existe una cantidad significativa de clientes que figuran como clientes que no pagan; es decir, a quienes se les factura pero que no realizan pago alguno durante el año (15 meses en realidad). En estos casos, la normativa habilita a la empresa a realizar el corte de suministro, liquidar la garantía de pago e iniciar las acciones judiciales de cobro.

La cantidad de clientes a los que efectivamente se les liquida la garantía es un número mucho menor. De acuerdo con los Términos de Referencia, se entiende por incobrables a aquellos montos facturados que no han podido ser recuperados luego del corte de suministro y la liquidación de la deuda y la garantía del usuario. Es decir, deben darse simultáneamente ambas situaciones para ser considerado como incobrable: corte de suministro y liquidación de garantía, de manera que, no puede considerarse como incobrable a aquellos clientes a quienes estando en condición de corte de suministro se les continúa facturando o a quienes habiéndosele cortado el suministro no se le liquidó la garantía.

Si se tienen en cuenta estas condiciones que deben darse simultáneamente (corte y liquidación de garantía) y se aplican a la base de datos proporcionada por el Consultor de la Distribuidora, se tienen los resultados de la tabla siguiente:

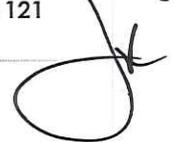
Concepto	2018	2019	2020	2021	2022
Monto pendiente de cobro (millones Q)	3.51	2.14	0.005	-	-
Monto facturado (millones Q)	2,319.68	2,476.09	2,339.47	2,784.10	3,205.24
%	0.151%	0.086%	0.00020%	0.00000%	0.00000%

Fuente: Elaboración Propia.

Como se puede observar el % de incobrabilidad es sustancialmente menor al solicitado por el Consultor de la Distribuidora y muestra una disminución en los 3 últimos años. Esta

Resolución CNEE-203-2024

Página 36 de 121



disminución es consecuencia de una caída significativa en la actividad de liquidación de garantía por parte de la empresa, como puede observarse en el siguiente cuadro:

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022
Garantías ejecutadas	6,354	4,817	131	89	30

Fuente: Elaboración Propia.

Se observa que a partir de 2020 la cantidad de garantías ejecutadas desciende abruptamente, probablemente consecuencia de las restricciones impuestas por la pandemia por Covid-19 y se mantiene incluso hasta 2022. Teniendo en cuenta esta particularidad, los años 2020 a 2022 pueden considerarse atípicos; por lo tanto, se consideran excluidos del cálculo. De esta forma se obtiene el siguiente % de incobrables:

Porcentaje de incobrables	0.119%
----------------------------------	---------------

Fuente: Elaboración Propia.

OBSERVACIÓN:

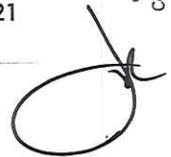
El Consultor de la Distribuidora en el numeral 6.3 de su informe G1 etapa B, propone un 3% de la facturación anual a reconocer en tarifas como monto de incobrables, argumentando situaciones ajenas a su operativa, las cuales complican el correcto funcionamiento del ciclo comercial de la Distribuidora, provocando desviaciones en los indicadores de cobros de las cuentas por cobrar. El Consultor de la distribuidora ha entregado como documentación de soporte estudios del impacto de la conflictividad social en el sector eléctrico de Guatemala y un archivo Excel con los montos morosos por usuario.

Los Términos de Referencia en el numeral 3.4 INCOBRABLES indican lo siguiente: "...Se entenderá por este concepto aquellos montos facturados que no han podido ser recuperados luego del corte de suministro y la liquidación de la deuda y la garantía del usuario..."

Derivado del análisis realizado por esta Comisión, aplicando lo establecido en el numeral 3.4 de los Términos de Referencia, en el que para considerar como incobrable un monto pendiente de cobro, se deben cumplir las condiciones del corte de suministro y la liquidación de la deuda y la garantía del usuario, se requiere al Consultor de la Distribuidora la aplicación de un porcentaje de incobrables del 0.12% de la facturación anual.

Asimismo, el numeral 3.4 de los Términos de Referencia indican lo siguiente: "...El monto anual por concepto total de incobrables será propuesto por la Distribuidora, como un porcentaje (%) del total anual de la facturación del servicio eléctrico para el año de referencia, el planteamiento de la Distribuidora deberá ser integral para la atención de esta condición, pudiendo considerar programas para la reducción de la morosidad, la Comisión analizará la propuesta de la Distribuidora de manera integral y determinará el porcentaje que será aplicado y las actividades para reducción de morosidad que serán reconocidas.".

Por lo anterior, el Consultor de la Distribuidora tiene la opción de proponer un programa de inversión de reducción de la morosidad para que este sea analizado por la Comisión y en caso de aceptarse pueda ser incluido en la modalidad de programa de inversión reconocido en tarifas hasta que sea efectivamente ejecutado por la Distribuidora.



Observaciones Etapa C – DEOCSA

14. CIMENTACIONES EN POSTES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Sobre este tema, los Términos de Referencia 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 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."

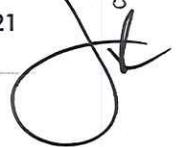
La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, indica que:

"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."

Luego de la revisión de las Unidades Constructivas de redes de Media y Baja Tensión (AUD y RDR) presentadas por el Consultor de la Distribuidora, dentro del archivo "DC Unidades Constructivas" hojas "Armados x UC" y "Datos relevamiento", se observa la propuesta de utilización de cimentación en todos los armados de líneas, para un 15% de los postes de las clases 300 y 500 daN de dichas líneas, como se observa en las siguientes imágenes:

M115											
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1	COD_UC	COD_ARM	ARMADO	UNID.	CANT.	COSTO ARMADO	GASTOS GENERALES	INTERESES INTERCALARES	COSTO UNIT.	COSTO TRANSABLES	COSTO NO TRANSABLES
2						USD	USD	USD	USD	USD	USD
3	LMT001uhr		LÍNEA URBANA 13,8 KV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM							
12	LMT001uhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD		108.06	-	1.26	109.31	-	-
13	LMT001uhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	2.19	180.09	-	2.10	182.19	324.79	73.76
26	LMT001uhr	0205301000	TENDIDO DE LÍNEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 4/0 Y NEUTRO 1/0 AWG	M	1000.00	9.78	-	0.11	9.89	5,301.76	4,585.60
31	LMT001ubd		LÍNEA URBANA 13,8 KV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG BAND.	KM							
40	LMT001ubd	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD		108.06	-	1.26	109.31	-	-
41	LMT001ubd	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	2.19	180.09	-	2.10	182.19	324.79	73.76
57	LMT001ubd	0205301000	TENDIDO DE LÍNEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 4/0 Y NEUTRO 1/0 AWG	M	1000.00	9.78	-	0.11	9.89	5,301.76	4,585.60
59	LMT003uhr		LÍNEA URBANA 13,8 KV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM							
58	LMT003uhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD		108.06	-	1.26	109.31	-	-
59	LMT003uhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	2.19	180.09	-	2.10	182.19	324.79	73.76
65	LMT003uhr	0205301200	TENDIDO DE LÍNEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 3/0 Y NEUTRO 1/0 AWG	M	1000.00	10.03	-	0.11	10.14	5,514.55	4,625.14
67	LMT003ubd		LÍNEA URBANA 13,8 KV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG BAND.	KM							
96	LMT003ubd	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD		108.06	-	1.26	109.31	-	-
97	LMT003ubd	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	2.19	180.09	-	2.10	182.19	324.79	73.76
113	LMT003ubd	0205301200	TENDIDO DE LÍNEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 3/0 Y NEUTRO 1/0 AWG	M	1000.00	10.03	-	0.11	10.14	5,514.55	4,625.14
115	LMT004uhr		LÍNEA URBANA 13,8 KV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 1/0 AWG HOR.	KM							
24	LMT004uhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD		108.06	-	1.26	109.31	-	-
25	LMT004uhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	1.75	180.09	-	2.10	182.19	259.70	58.97
41	LMT004uhr	0205301300	TENDIDO DE LÍNEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 1/0 Y NEUTRO 1/0 AWG	M	1000.00	5.58	-	0.06	5.64	3,026.77	2,615.43
43	LMT004ubd		LÍNEA URBANA 13,8 KV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 1/0 AWG BAND.	KM							
52	LMT004ubd	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD		108.06	-	1.26	109.31	-	-
53	LMT004ubd	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	1.75	180.09	-	2.10	182.19	259.70	58.97
69	LMT004ubd	0205301300	TENDIDO DE LÍNEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 1/0 Y NEUTRO 1/0 AWG	M	1000.00	5.58	-	0.06	5.64	3,026.77	2,615.43

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Armados x UC"

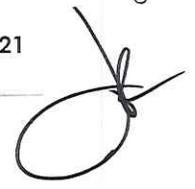
F27		A	B	C	D	E	F
1	ARMADO		MT		BT		
2			U	R	U	R	
3	Simple circuito	Alineación y ángulo < 5°	53%	51%	39%	38%	
4		Ángulo de 5° a 20°	11%	18%			
5		Anclaje y ángulo de 5° a 90°			7%	1%	
6		Anclaje y ángulo de 20° a 60°	13%	14%			
7		Ángulo de 60° a 90°	11%	7%			
8		Fin de línea	11%	11%	54%	61%	
9		RETENIDA 3/8"	56%	39%	90%	88%	
10		DOBLE RETENIDA 3/8"	36%	58%	5%	11%	
11		RETENIDA VERTICAL 3/8"		2%			
12		RETENIDA CON APOYO 3/8"	8%	1%	5%	1%	
13		Vano medio [m]	68.2	80.6	38.8	66.5	
14		Apoyos x km	14.67	12.41	25.81	15.04	
15		Postes exclusivos de BT	-	-	56%	54%	
16		Longitud acometidas [m]	-	-	15.1	23.8	
17		Postes Madera / Total	20%	40%	30%	58%	
18		Postes Concreto / Total	80%	60%	70%	42%	
19		HORMIGONADO PARA APOYO	15%				
20		SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA	6%				
21		CADENAS DE AMARRE DE PORCELANA	2%				
22		CADENAS DE AMARRE DE COMPOSITE	98%				
23		DISPOSICIÓN CENTRAL	70%				
24		DISPOSICIÓN BANDERA	30%				

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", Datos relevamiento"

Por ejemplo, al revisar las unidades constructivas "LÍNEA RURAL BT TRÍPLEX 6", "LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG" y "LÍNEA RURAL BT TRÍPLEX 1/0":

C2576		A	B	C	D	E
1	COD_UC	COD_ARM	ARMADO		UNID.	CANT.
576	LBT002r		LÍNEA RURAL BT TRÍPLEX 6		KM	
577	LBT002r	0201304000	POSTE DE CONCRETO DE (30') CLASE 1000 (9.00 METROS 500 DAN)		UNIDAD	
578	LBT002r	0201305000	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 300 DAN 9 M		UNIDAD	3.45
579	LBT002r	0201305000M	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 5		UNIDAD	4.74
580	LBT002r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN		UNIDAD	0.51
581	LBT002r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN		UNIDAD	
582	LBT002r	0202393000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN		UNIDAD	0.21
583	LBT002r	0202394000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN		UNIDAD	0.28
584	LBT002r	0214301000	ALIN. Y ÁNG. HASTA 30º PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE B.T.		CONJUNTO	5.75
585	LBT002r	0214302200	ANCL. Y ÁNG. DE 30° A 90º PARA NEUTRO FIADOR 1/0 AWG EN POSTE B.T.		CONJUNTO	0.14
586	LBT002r	0214303200	FIN DE LÍNEA PARA NEUTRO FIADOR 1/0 EN POSTE B.T.		CONJUNTO	9.16
587	LBT002r	0209300100b	RETENIDA 5/16" simple para BT		CONJUNTO	8.20
588	LBT002r	0209304300	DOBLE RETENIDA 3/8"		CONJUNTO	1.01
589	LBT002r	0209302100	RETENIDA VERTICAL 3/8"		CONJUNTO	
590	LBT002r	0209302300	RETENIDA CON APOYO 3/8"		CONJUNTO	0.05
591	LBT002r	0209310300	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO		CONJUNTO	10.28
592	LBT002r	0215301200c	LÍNEA TRENZADA TRÍPLEX #6		M	1000.00
593	LBT002r	0231341000a	PUESTA A TIERRA para BT		CONJUNTO	1.36

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Armados x UC"



E1944 =SUMA(E1940)*'Datos relevamiento'!\$B\$19				
A	B	C	D	E
1	COD_UC	COD_ARM	ARMADO	UNID.
2				CANT.
1935	LMT028r		LÍNEA RURAL 13,8 kv SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM
1936	LMT028r	0202302000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 3000	UNIDAD
1937	LMT028r	0202304000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 2500	UNIDAD
1938	LMT028r	0202304000a	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 2000	UNIDAD
1939	LMT028r	0202305000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 1000	UNIDAD
1940	LMT028r	0202310000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 750	UNIDAD
1941	LMT028r	0202303000M	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 3	UNIDAD
1942	LMT028r	0202304000M	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 4	UNIDAD
1943	LMT028r	0202305000M	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 5	UNIDAD
1944	LMT028r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD
1945	LMT028r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD
1946	LMT028r	0202393000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	UNIDAD
1947	LMT028r	0202394000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	UNIDAD
1948	LMT028r	0204321200	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO ALINEACION Y ANG. < 5º, ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO
1949	LMT028r	0204322200	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO ANG. 5 a 30º, ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO
1950	LMT028r	0204323200	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO ANCLAJE Y ANG. 30 a 60º, ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO
1951	LMT028r	0204324200	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO ANG. 60 a 90º, ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO
1952	LMT028r	0204325100	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO FIN DE LÍNEA ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO
1953	LMT028r	0209300100	RETENIDA 3/8"	CONJUNTO
1954	LMT028r	0209304300	DOBLE RETENIDA 3/8"	CONJUNTO
1955	LMT028r	0209302100	RETENIDA VERTICAL 3/8"	CONJUNTO
1956	LMT028r	0209302300	RETENIDA CON APOYO 3/8"	CONJUNTO
1957	LMT028r	0209310300	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO	CONJUNTO
1958	LMT028r	0210301000	ASLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13,2 kv	UNIDAD
1959	LMT028r	0210311000a	CADENA DE AMARRE PORCELANA 13,2 kv ACSR 2 AWG	CONJUNTO
1960	LMT028r	0210312000a	CADENA DE AMARRE COMPOSITE 13,2 kv ACSR 2 AWG	CONJUNTO
1961	LMT028r	0205311200a	TENDIDO DE LÍNEA MONOF. ACSR 2 AWG Y NEUTRO 2 AWG	M
1962	LMT028r	0231341000	PUESTA A TIERRA	CONJUNTO

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Armados x UC"

E2634 =SUMA(E2632)*'Datos relevamiento'!\$B\$19				
A	B	C	D	E
1	COD_UC	COD_ARM	ARMADO	UNID.
2				CANT.
2630	LBT006r		LÍNEA RURAL BT TRÍPLEX 1/0	KM
2631	LBT006r	0201304000	POSTE DE CONCRETO DE (30") CLASE 1000 (9.00 METROS 500 DAN)	UNIDAD
2632	LBT006r	0201305000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 300 DAN 9 M	UNIDAD
2633	LBT006r	0201305000M	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 5	UNIDAD
2634	LBT006r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD
2635	LBT006r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD
2636	LBT006r	0202393000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	UNIDAD
2637	LBT006r	0202394000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	UNIDAD
2638	LBT006r	0214301000	ALIN. Y ANG. HASTA 30º PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE B.T.	CONJUNTO
2639	LBT006r	0214302200	ANCL. Y ANG. DE 30º A 90º PARA NEUTRO FIADOR 1/0 AWG EN POSTE B.T.	CONJUNTO
2640	LBT006r	0214303200	FIN DE LÍNEA PARA NEUTRO FIADOR 1/0 EN POSTE B.T.	CONJUNTO
2641	LBT006r	0209300100b	RETENIDA 5/16" simple para BT	CONJUNTO
2642	LBT006r	0209304300	DOBLE RETENIDA 3/8"	CONJUNTO
2643	LBT006r	0209302100	RETENIDA VERTICAL 3/8"	CONJUNTO
2644	LBT006r	0209302300	RETENIDA CON APOYO 3/8"	CONJUNTO
2645	LBT006r	0209310300	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO	CONJUNTO
2646	LBT006r	0215301300	LÍNEA TRENZADA TRÍPLEX 1/0	M
2647	LBT006r	0231341000a	PUESTA A TIERRA para BT	CONJUNTO

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Armados x UC"

De las imágenes anteriores, se puede observar que el Consultor de la Distribuidora propone la utilización de "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" (cimentaciones para postes). Tomando en cuenta que, para la optimización del Resto de Red, debe considerarse la baja densidad poblacional y consecuentes características de diseño para la red eficiente de referencia, es posible priorizar el uso de anclajes mediante retenidas convencionales, obteniendo así una inversión más eficiente en recursos para la construcción de la red.

Derivado de lo anterior, la propuesta del Consultor de la Distribuidora referente a la utilización de "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" se desestima.

Resolución CNEE-203-2024



500 daN" en los niveles reportados (15% en todas las Unidades Constructivas que contienen postes de concreto) es incongruente con los diseños de construcción de la empresa eficiente de referencia; evidenciándose que dicha actividad constructiva es escasamente requerida; por lo que, se considera que la solución propuesta por el Consultor de la Distribuidora es ineficiente y sobredimensionada.

Por otro lado, también se observa la utilización de la "Bolsa de concreto de 50 kg mixto listo, (incluye piedra, arena y cemento)" con código CNEE MVA297 de la siguiente manera:

Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripción	Tipo	Unid.	Cant.
HORMIGONADO	0202390000			HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN			
	0202390000	526792	MVA297	Bolsa de concreto de 50 kg mixto listo. (Incluye piedra, arena y cemento)	Menores	SACO	12,00
HORMIGONADO	0202391000			HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN			
	0202391000	526792	MVA297	Bolsa de concreto de 50 kg mixto listo. (Incluye piedra, arena y cemento)	Menores	SACO	20,00
EXCAVACIÓN	0202393000			SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN			
	0202393000	SER300	0	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	Menores	Unidad	1,00
EXCAVACIÓN	0202394000			SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN			
	0202394000	SER500	0	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	Menores	Unidad	1,00

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Detalle Armados"

Puede evidenciarse que las cantidades de material son elevadas.

El Consultor de la Distribuidora ha compartido los siguientes resultados del cálculo realizado para determinar la cantidad de bolsas de concreto:

Apoyo [daN]	Diam. cima [m]	Diam. base [m]	Diam. molde [m]	Vol. molde [m3]	Bolsas 50 kg [n°]	Peso concreto [kg]	Vol. concreto [m3]	Vol. Fundación [m3]	Ancho fundación [m]	Espesor pared [m]
300	0,18	0,33	0,40	0,40	12	600	0,27	0,67	0,75	0,17
500	0,20	0,35	0,40	0,40	20	1000	0,45	0,85	0,84	0,22

Fuente: SG-NotaE-46571 (RT-163-2024)

Sin embargo, no se adjuntó la memoria de cálculo (en Excel) donde puedan analizarse los mismos.

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 a el Consultor de la Distribuidora:

- Eliminar la utilización de los armados de cimentación de postes "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" para todas las Unidades Constructivas de redes de media y baja tensión correspondientes al **Resto de Red**, así como todos los costos asociados a los mismos, utilizando únicamente retenidas convencionales.



- b) Enviar la memoria de cálculo (en Excel) donde fueron determinadas las cantidades utilizadas del material con código CNEE MVA297 Bolsa de concreto de 50 kg mixto listo, (incluye piedra, arena y cemento) para el "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN" y el "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN". Se deberá confirmar y demostrar que se están utilizando los parámetros correctos para determinar el volumen de concreto tal como descontar el volumen de la parte empotrada del poste.

15. POSTE STUB EN UCC DE MT Y BT

Los Términos de Referencia en su numeral 4.3.2 preceptúa 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 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

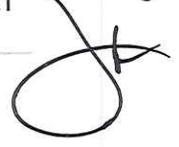
Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

El Consultor de la Distribuidora está incluyendo dentro de las unidades constructivas de Media Tensión "retenidas con apoyo" (postes stub) para sus armados en "cambio de dirección" y "fin de línea", como se evidencia en la siguiente tabla contenida en el archivo "DC Unidades Constructivas":

C164					
=BUSCARV(\$B164;ARMADOS;2;0)					
A	B	C	D	E	
1	COD_UC	COD_ARM	ARMADO	UNID.	CANT.
143	LMT004ubd		LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 1/0 AWG BAND.	KM	
144	LMT004ubd	0202302000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 3000	UNIDAD	
145	LMT004ubd	0202304000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 2500	UNIDAD	
146	LMT004ubd	0202304000a	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 2000	UNIDAD	11.73
147	LMT004ubd	0202305000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 1000	UNIDAD	
148	LMT004ubd	0202310000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 750	UNIDAD	
149	LMT004ubd	0202303000M	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 3	UNIDAD	2.93
150	LMT004ubd	0202304000M	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 4	UNIDAD	
151	LMT004ubd	0202305000M	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 5	UNIDAD	
152	LMT004ubd	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	
153	LMT004ubd	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	1.75
154	LMT004ubd	0202393000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	UNIDAD	
155	LMT004ubd	0202394000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	UNIDAD	0.87
156	LMT004ubd	0204331300	ARMADO TIPO BANDERA, SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5º, ACSR 1,	CONJUNTO	7.82
157	LMT004ubd	0204332300	ARMADO TIPO BANDERA, SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. ENTRE 5º Y 20º, ACS	CONJUNTO	1.63
158	LMT004ubd	0204333300	ARMADO TIPO BANDERA, SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ANCL. Y ÁNG. 20 a 60º, AC	CONJUNTO	1.96
159	LMT004ubd	0204318300	ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 60 a 90º DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 1	CONJUNTO	1.63
160	LMT004ubd	0204319100	ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LÍNEA DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 26	CONJUNTO	1.63
161	LMT004ubd	0209300100	RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	3.83
162	LMT004ubd	0209304300	DOBLE RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	2.46
163	LMT004ubd	0209302100	RETENIDA VERTICAL 3/8"	CONJUNTO	1
164	LMT004ubd	0209302300	RETENIDA CON APOYO 3/8"	CONJUNTO	0.55
165	LMT004ubd	0209310300	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO	CONJUNTO	9.31
166	LMT004ubd	0210301000	AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13,2 kV	UNIDAD	35.20
167	LMT004ubd	0210311000	CADENA DE AMARRE PORCELANA 13,2 kV ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO	0.52
168	LMT004ubd	0210312000	CADENA DE AMARRE COMPOSITE 13,2 kV ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO	25.88
169	LMT004ubd	0205301300	TENDIDO DE LÍNEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 1/0 Y NEUTRO 1/0 AWG	M	1000.00
170	LMT004ubd	0231341000	PUESTA A TIERRA	CONJUNTO	2.50

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Armados x UC"

Asimismo, el Consultor de la Distribuidora también incluye "retenidas con apoyo" (postes stub) en las Unidades Constructivas de Baja Tensión:



E2392 : X ✓ fx =SUMA(E2387:E2388)*'Datos relevamiento'!\$E\$12

	A	B	C	D	E
1	COD_UC	COD_ARM	ARMADO	UNID.	CANT.
2					
2378	LBT001u		LÍNEA URBANA BT DUPLEX 6	KM	
2379	LBT001u	0201304000	POSTE DE CONCRETO DE (30') CLASE 1000 (9.00 METROS 500 DAN)	UNIDAD	
2380	LBT001u	0201305000	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 300 DAN 9 M	UNIDAD	10.18
2381	LBT001u	0201305000M	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 5	UNIDAD	4.36
2382	LBT001u	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	1.52
2383	LBT001u	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	
2384	LBT001u	0202393000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	UNIDAD	0.61
2385	LBT001u	0202394000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	UNIDAD	0.26
2386	LBT001u	0214301000	ALIN. Y ÁNG. HASTA 30° PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE B.T.	CONJUNTO	9.99
2387	LBT001u	0214302200	ANCL. Y ÁNG. DE 30° A 90° PARA NEUTRO FIADOR 1/0 AWG EN POSTE B.T.	CONJUNTO	1.76
2388	LBT001u	0214303000	FIN DE LÍNEA PARA NEUTRO FIADOR #2 EN POSTE B.T.	CONJUNTO	14.06
2389	LBT001u	0209300100b	RETENIDA 5/16" simple para BT	CONJUNTO	14.88
2390	LBT001u	0209304300	DOBLE RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	0.77
2391	LBT001u	0209302100	RETENIDA VERTICAL 3/8"	CONJUNTO	
2392	LBT001u	0209302300	RETENIDA CON APOYO 3/8"	CONJUNTO	0.77
2393	LBT001u	0209310300	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO	CONJUNTO	16.58
2394	LBT001u	0215301000b	LÍNEA TRENZADA DUPLEX #6	M	1000.00
2395	LBT001u	0231341000a	PUESTA A TIERRA para BT	CONJUNTO	1.41

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Armados x UC"

Se observa que el Consultor de la Distribuidora utiliza por cada armado de "cambio de dirección" y "fin de línea" la ratio stub/estructura para determinar el total de estructuras con "retenidas con apoyo" necesarios para 1 km de red.

Dicho criterio se considera incorrecto de acuerdo con las características constructivas en las instalaciones de la Distribuidora. En todo caso, estos postes auxiliares para los anclajes, se utilizan únicamente cuando es imposible instalar directamente los tirantes del anclaje de manera adyacente al poste o estructura; por ejemplo, en alguna esquina de un área urbana donde, derivado de las edificaciones que pudieran existir, es imposible instalar el anclaje adyacentemente, siendo necesario extender el anclaje al otro lado de la calle, utilizándose para el efecto este tipo de postes auxiliares (retenidas con apoyo) para modificar la altura de los tirantes. Si se considera que más del 90% de las redes de la Distribuidora se encuentran en áreas rurales, es inconsistente que el Consultor de la Distribuidora plantee un uso intensivo de estos postes auxiliares, cuyo uso es casi exclusivo y fortuito en áreas urbanas.

También se observa que la cantidad de las "retenidas con apoyo" dentro del modelo de cálculo depende de la cantidad de estructuras incluidas de "fin de línea" lo cual es incongruente debido a que su utilización se realiza en estructuras con cambio de dirección y no de fin de línea.

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 criterios de modelación para una Red Eficiente de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a. Eliminar la cantidad de "Retenidas con apoyo" propuestas para las redes de Baja Tensión en AUD y RDR (cabe resaltar que no existe un levantamiento de la Red de Baja Tensión de la Distribuidora).



- b. Eliminar la cantidad de "Retenidas con apoyo" propuestas para las redes de Media Tensión en RDR.

16. TIEMPOS DE MONTAJE

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 4.2 y 4.3 indican que: "...En el Informe de Etapa, se deberán justificar las tecnologías óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas a utilizar para el desarrollo de las Redes eficientes en función de los requerimientos para cada una de las densidades resultantes del Estudio de la Demanda (Utilizando los factores resultantes del ECC correspondiente) con las particularidades del área atendida. Se deberán analizar los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento, pérdidas y de energía no suministrada, correspondiente a cada una de las redes, haciendo análisis comparativos con las diferentes alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y las tecnologías utilizadas actualmente por la Distribuidora" y también "...En el costo de la UUCC se incluyen además de los valores eficientes de los materiales, los costos directos que permiten que los diferentes componentes físicos puedan ser puestos en servicio"

Asimismo, en el numeral 4.12 se establece que: "Información de cada unidad constructiva:

- i. Diseño constructivo básico con todos los detalles técnicos que permitan su interpretación funcional, el cómputo de sus conjuntos y componentes y la asignación de sus costos a los sistemas de MT y de BT.
- ii. Planillas de cálculo de recursos necesarios para cada conjunto de cada Unidad Constructiva, con detalle suficiente para poder evaluar su razonabilidad.
- iii. Memorias de cálculo del proceso de selección de tecnologías óptimas que sean perfectamente replicables, para cada Unidad Constructiva."

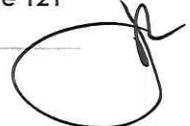
El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"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, en la hoja "Tiempos de montaje" del archivo "DC Unidades Constructivas.xlsx", el Consultor de la Distribuidora consignó valores de duración de las tareas los cuales no tienen ningún respaldo basado en un estudio de tiempos y movimientos.

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS		
			No especializadas	Especializadas	
				Auxiliares	Montaje
			h	h	h
436932	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 6 m	UNIDAD	1.2200	0.2200	0.2200
531666	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 9 m	UNIDAD	1.2500	0.4500	0.4500
683322	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 9 m	UNIDAD	1.2600	0.6600	0.6600
TEMP7	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 3500	UNIDAD	1.4600	0.8470	0.8470
TEMP8	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 3000	UNIDAD	1.4600	0.8470	0.8470
TEMP9	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 2500	UNIDAD	1.2500	0.8470	0.8470
436958	Poste de concreto de (35') Clase 2000 (10.50 metros 800 DAN)	UNIDAD	1.4600	0.7700	0.7700
436956	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 10.5 m	UNIDAD	1.4600	0.7700	0.7700
TEMP11	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 1000	UNIDAD	1.3300	0.7040	0.7040
436938	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 10.5 m	UNIDAD	1.3300	0.6400	0.6400
TEMP7a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 3500	UNIDAD	1.2500	0.5990	0.5990
TEMP8a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 3000	UNIDAD	1.2500	0.5990	0.5990
TEMP9a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 2500	UNIDAD	1.2500	0.5990	0.5990
TEMP10a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 2000	UNIDAD	1.2500	0.5990	0.5990
TEMP12	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 1500	UNIDAD	1.2500	0.5990	0.5990
436956a	Poste de concreto de (30') Clase 1000 (9.00 metros 500 DAN)	UNIDAD	1.2500	0.5445	0.5445
436937	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 9 m	UNIDAD	1.2700	0.4840	0.4840
436937a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 9 m CLASE 500	UNIDAD	1.2700	0.4840	0.4840

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Tiempos de montaje"

Algunos tiempos empleados se consideran sobredimensionados:

a) POSTES DE 9 METROS

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS			total h
			No especializadas	Especializadas		
				Auxiliares	Montaje	
h	h	h				
531666	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 9 m	UNIDAD	1.2375	0.4455	0.4455	1.6830
683322	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 9 m	UNIDAD	1.2474	0.6534	0.6534	1.9008
TEMP7a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 3500	UNIDAD	1.2375	0.5930	0.5930	1.8305
TEMP8a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 3000	UNIDAD	1.2375	0.5930	0.5930	1.8305
TEMP9a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 2500	UNIDAD	1.2375	0.5930	0.5930	1.8305
TEMP10a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 2000	UNIDAD	1.2375	0.5930	0.5930	1.8305
TEMP12	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 9 M CLASE 1500	UNIDAD	1.2375	0.5930	0.5930	1.8305
436937	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 9 m	UNIDAD	1.2573	0.4792	0.4792	1.7365
436937a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 9 m CLASE 500	UNIDAD	1.2573	0.4792	0.4792	1.7365
450959	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 5	UNIDAD	1.2573	0.2178	0.2178	1.4751
450959-4	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 4	UNIDAD	1.2573	0.2178	0.2178	1.4751
450959-3	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 3	UNIDAD	1.2573	0.2178	0.2178	1.4751
450959-2	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 2	UNIDAD	1.2573	0.2178	0.2178	1.4751
450959-1	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 1	UNIDAD	1.2573	0.2178	0.2178	1.4751

Fuente: elaboración en base a archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Tiempos de montaje"

Para el montaje de postes el Consultor de la Distribuidora propone la utilización de grúa lo cual debe reducir enormemente el tiempo empleado en la actividad, así como el recurso humano empleado.

Para los postes de 9 metros de la imagen anterior se puede apreciar una duración de las tareas desde 1.48 a 1.90 horas.

b) POSTES DE 10.5 METROS

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS			total h
			No especializadas	Especializadas		
				Auxiliares	Montaje	
h	h	h				
TEMP7	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 3500	UNIDAD	1.4454	0.8385	0.8385	2.2839
TEMP8	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 3000	UNIDAD	1.4454	0.8385	0.8385	2.2839
TEMP9	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 2500	UNIDAD	1.2375	0.8385	0.8385	2.0760
436958	Poste de concreto de (35') Clase 2000 (10.50 metros 800 DAN)	UNIDAD	1.4454	0.7623	0.7623	2.2077
436956	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 10,5 m	UNIDAD	1.4454	0.7623	0.7623	2.2077
TEMP11	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 1000	UNIDAD	1.3167	0.6970	0.6970	2.0137
436938	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 10,5 m	UNIDAD	1.3167	0.6336	0.6336	1.9503
683324	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 10,5 m	UNIDAD	2.2889	0.6376	0.6376	2.9264
450960	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 5	UNIDAD	1.3167	0.3168	0.3168	1.6335
450961	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 4	UNIDAD	1.3167	0.4307	0.4307	1.7474
450961-3	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 3	UNIDAD	1.3167	0.4307	0.4307	1.7474
450961-2	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 2	UNIDAD	1.3167	0.4307	0.4307	1.7474
450961-1	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 1	UNIDAD	1.3167	0.4307	0.4307	1.7474

Fuente: elaboración en base a archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Tiempos de montaje"

Para los postes de 10.5 metros de la imagen anterior se puede apreciar una duración de las tareas desde 1.63 a 2.93 horas.

c) SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 DAN

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS			total h
			No especializadas	Especializadas		
				Auxiliares	Montaje	
h	h	h				
SER300	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	UNIDAD	8.8664	0.0000	0.0000	8.8664

Fuente: elaboración en base a archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Tiempos de montaje"

Para el SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 DAN se puede apreciar una duración de las tareas de 8.86 horas.

d) SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 DAN

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS			total h
			No especializadas	Especializadas		
				Auxiliares	Montaje	
h	h	h				
SER500	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	UNIDAD	12.6720	0.0000	0.0000	12.6720

Fuente: elaboración en base a archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Tiempos de montaje"

Para el SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 DAN se puede apreciar una duración de las tareas de 12.67 horas.

e) ANCLAS

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS			total h
			No especializadas	Especializadas		
				Auxiliares	Montaje	
h	h	h				
442045	Ancla de polipropileno 115 pulg	UNIDAD	0.0000	1.6170	1.6170	1.6170
691357	ANCLA POLIPROPILENO 115" PARA VARILLA 3/4"	UNIDAD	0.0000	1.6170	1.6170	1.6170
711932	ANCLA POLIPROPILENO 135" PARA VARILLA 1"	UNIDAD	0.0000	1.6170	1.6170	1.6170
707868	ANCLA DE HORMIGON	UNIDAD	0.0000	1.6170	1.6170	1.6170
458481	ANCLA DE EXPANSION PARA VARILLA DE 3/4"	UNIDAD	0.0000	1.6170	1.6170	1.6170
530638	ANCLA DE EXPANSION PARA VARILLA DE 1"	UNIDAD	0.0000	1.6170	1.6170	1.6170

Fuente: elaboración en base a archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Tiempos de montaje"

Para las ANCLAS de la imagen anterior se puede apreciar una duración de las tareas de 1.62 horas.

f) PICA DE PUESTA A TIERRA

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS			total h
			No especializadas	Especializadas		
				Auxiliares	Montaje	
h	h	h				
525655	PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8" 8"	UNIDAD	0.2228	0.7425	0.7425	0.9653

Fuente: elaboración en base a archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Tiempos de montaje"

Para la PICA DE PUESTA A TIERRA de la imagen anterior se puede apreciar una duración de las tareas de 0.97 horas.

g) BASE SECCIONADOR FUSIBLE DE 15 KV

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS			total h
			No especializadas	Especializadas		
				Auxiliares	Montaje	
h	h	h				
458528	BASE SECCIONADOR FUSIBLE DE 15 KV 200 A	UNIDAD	0.0000	0.0000	0.1650	0.1650
458528a	BASE SECCIONADOR FUSIBLE DE 15 KV 100 A	UNIDAD	0.0000	0.0000	0.4620	0.4620

Fuente: elaboración en base a archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Tiempos de montaje"

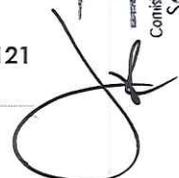
Para las BASE SECCIONADOR FUSIBLE DE 15 KV de la imagen anterior se puede apreciar una duración de las tareas desde 0.16 a 0.46 horas.

Se puede apreciar, respecto del informe entregado en la etapa C, una reducción del 1% en la mayoría de las tareas (aunque no en todas). En cuanto a la duración de las tareas en el estudio anterior hubo un incremento considerable.

OBSERVACIÓN:

Resolución CNEE-203-2024

Página 49 de 121



En cumplimiento de los Términos de Referencia en su numeral 4.2, 4.3, 4.12; de los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar los tiempos siguientes para las actividades:

a) Para los postes de 9 metros, utilizar como máximo:

Duración tareas CNEE (horas)		
No especializadas	Especializadas	
	Auxiliares	Montaje
0.90	0.20	0.20

b) Para los postes de 10.5 metros, utilizar como máximo:

Duración tareas CNEE (horas)		
No especializadas	Especializadas	
	Auxiliares	Montaje
0.90	0.30	0.30

c) Para el SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN, utilizar como máximo:

Duración tareas CNEE (horas)		
No especializadas	Especializadas	
	Auxiliares	Montaje
3.00	0.00	0.00

d) Para el SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN, utilizar como máximo:

Duración tareas CNEE (horas)		
No especializadas	Especializadas	
	Auxiliares	Montaje
3.50	0.00	0.00

e) Para las anclas, utilizar como máximo:

Duración tareas CNEE (horas)		
No especializadas	Especializadas	
	Auxiliares	Montaje
0.00	1.00	1.00

f) Para la pica de puesta a tierra utilizar como máximo:

Duración tareas CNEE (horas)		
No especializadas	Especializadas	
	Auxiliares	Montaje
0.10	0.15	0.15

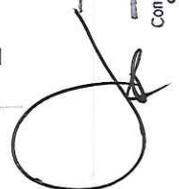
g) Para la base seccionador fusible de 15 kv, utilizar como máximo:

Duración tareas CNEE (horas)		
No especializadas	Especializadas	
	Auxiliares	Montaje
0.00	0.00	0.080

17. UTILIZACIÓN DE CABLE CONCÉNTRICO EN ACOMETIDAS Y MATERIALES UTILIZADOS PARA LA INSTALACION DE MEDIDORES

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 4.3.2 establecen 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"; y en el numeral 4.4.2.4 se indica que "Se deben analizar las distintas tecnologías, calibres (6 mínimo para cada categoría tarifaria) y materiales para diseñar las acometidas que mejor correspondan de acuerdo con la demanda de potencia de cada usuario y su configuración de alimentación (2, 3 y 4 conductores). Los materiales que se considerarán dentro de la definición de los costos de la acometida serán aquellos estrictamente necesarios y cuya instalación sea obligación de la Distribuidora."



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."

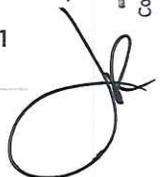
"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes 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, dentro de las unidades constructivas que utilizan acometidas se puede verificar la existencia de armados que utilizan LÍNEA CONCÉNTRICA como se muestra en la siguiente imagen:



1	COD_UC	COD_ARM	ARMADO	UNID.	CANT.
2738	MyA001uc		MEDIDOR Y ACOMETIDA URBANA MONOFÁSICA 120 V - CONCÉNTRICA	UNIDAD	
2739	MyA001uc	2010103816	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (AC. CONCÉNTRICA)	CONJUNTO	1.00
2740	MyA001uc	0215301100	LÍNEA CONCÉNTRICA 2x10 MM2	M	15.12
2744	MyA002uc		MEDIDOR Y ACOMETIDA URBANA MONOFÁSICA 120/240 V - CONCÉNTRICA	UNIDAD	
2745	MyA002uc	2010103815	MEDIDOR MONOFÁSICO 120/240 V (AC. CONCÉNTRICA)	CONJUNTO	1.00
2746	MyA002uc	0215301100a	LÍNEA CONCÉNTRICA 2x10 MM2+10 MM2	M	15.12
2759	MyA001rc		MEDIDOR Y ACOMETIDA RURAL MONOFÁSICA 120 V - CONCÉNTRICA	UNIDAD	
2760	MyA001rc	2010103816	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (AC. CONCÉNTRICA)	CONJUNTO	1.00
2761	MyA001rc	0215301100	LÍNEA CONCÉNTRICA 2x10 MM2	M	23.82
2765	MyA002rc		MEDIDOR Y ACOMETIDA RURAL MONOFÁSICA 120/240 V - CONCÉNTRICA	UNIDAD	
2766	MyA002rc	2010103815	MEDIDOR MONOFÁSICO 120/240 V (AC. CONCÉNTRICA)	CONJUNTO	1.00
2767	MyA002rc	0215301100a	LÍNEA CONCÉNTRICA 2x10 MM2+10 MM2	M	23.82
3171	MyA001rAP		MEDIDOR Y ACOMETIDA RURAL MONOFÁSICA 120 V - CONCÉNTRICA - AP	UNIDAD	
3172	MyA001rAP	2010103816rbAP	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (AC. CONCÉNTRICA) (AUTOPRODUCTORES)	CONJUNTO	1.00
3173	MyA001rAP	0215301000	LÍNEA CONCÉNTRICA 2x6 AWG	M	23.82
3174	MyA001uAP		MEDIDOR Y ACOMETIDA URBANA MONOFÁSICA 120 V - CONCÉNTRICA - AP	UNIDAD	
3175	MyA001uAP	2010103816rbAP	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (AC. CONCÉNTRICA) (AUTOPRODUCTORES)	CONJUNTO	1.00
3176	MyA001uAP	0215301000	LÍNEA CONCÉNTRICA 2x6 AWG	M	15.12
3177	MyA002rAP		MEDIDOR Y ACOMETIDA RURAL MONOFÁSICA 120/240 V - CONCÉNTRICA - AP	UNIDAD	
3178	MyA002rAP	2010103815rbAP	MEDIDOR MONOFÁSICO 120/240 V (AC. CONCÉNTRICA) (AUTOPRODUCTORES)	CONJUNTO	1.00
3179	MyA002rAP	0215301100a	LÍNEA CONCÉNTRICA 2x10 MM2+10 MM2	M	23.82
3180	MyA002uAP		MEDIDOR Y ACOMETIDA URBANA MONOFÁSICA 120/240 V - CONCÉNTRICA - AP	UNIDAD	
3181	MyA002uAP	2010103815rbAP	MEDIDOR MONOFÁSICO 120/240 V (AC. CONCÉNTRICA) (AUTOPRODUCTORES)	CONJUNTO	1.00
3182	MyA002uAP	0215301100a	LÍNEA CONCÉNTRICA 2x10 MM2+10 MM2	M	15.12

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Armados x UC"

Con relación a los servicios 120/240V en los cuales el conductor triplex #6 ha sido sustituido por conductor concéntrico, se realizó una comparación en la cual se puede notar que el precio del cable concéntrico tiene un precio notablemente más alto, como se aprecia en la siguiente tabla:

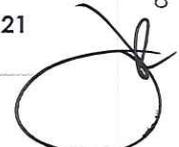
Cod_CNEE	Denominación	Tipo	Unidad	Precio [USD]
CCA37	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #6 AAC/#6 AAC	Mayores	M	0.76
CCA116	Cable Concéntrico AL 2X10+10 mm ² 50A 600V	Mayores	M	1.02

Finalmente, es importante mencionar que las acometidas instaladas en la red de la Distribuidora corresponden mayoritariamente a conductores triplex, los cuales han sido utilizados ampliamente; por lo que es importante señalar que lo propuesto referente a incluir costos de activos que no son necesarios para prestar el servicio que se requiere, puede inducir a un error a la CNEE al proponer el reconocimiento de instalaciones que no son necesarias; lo cual contraviene lo estipulado en la legislación vigente referente a trasladar a tarifas el VNR de las obras y bienes físicos, de actividades económicamente adaptadas para el servicio que se requiere.

Referente a los materiales utilizados para la instalación de medidores, el Consultor de la Distribuidora propone (entre otros materiales) el uso de la Caja de Derivación Monofásica 9 Salidas 1000 Voltios (MVB 206) y la Cubierta de policarbonato para medidores (MVA225). Esta Comisión, considera que el uso de ambos materiales no representa la opción más eficiente para los puntos de medición de la Distribuidora hacia los usuarios ya que, los

Resolución CNEE-203-2024

Página 53 de 121



conectores de perforación para conductores de baja tensión (acometida) son una solución técnicamente funcional y más económica frente a la caja de derivación monofásica de 9 salidas. Por otro lado, los medidores propuestos por el Consultor de la distribuidora tienen la capacidad de funcionar en intemperie bajo condiciones climáticas de humedad y temperatura del país.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 4.3.1, 4.3.2 y 4.4.2.4 de los Términos de Referencia, 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 al Consultor de la Distribuidora:

- a) Eliminar el cable concéntrico "Cable Concéntrico AL 2X10+10 mm² 50A 600V" con código CNEE CCA116 y precio 1.02 USD/m y sustituirlo por el Cable trenzado triplex con forro, No. 6 AWG (13.30 mm²), 600V con código CNEE CCA37 y precio de 0.76 USD/m.
- b) Eliminar el uso de la Caja de Derivación Monofásica 9 Salidas 1000 Voltios (MVB 206) y la Cubierta de policarbonato para medidor (MVA225).

En caso se incluya el Programa de Combate de Pérdidas No Técnicas, el Consultor de la Distribuidora podrá integrar al mismo el reconocimiento de este tipo de tecnologías, para que sea evaluado y analizado por CNEE. Dicha propuesta deberá integrar a la instalación de cable concéntrico en las acometidas el blindaje de la red de baja tensión, y demostrar un impacto positivo en las Pérdidas No Técnicas a nivel Empresa.

18. CARGA ÚTIL DE LOS CAMIONES

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su punto 3.2.4 indican: "...Deberán considerarse los vehículos utilitarios (camionetas tipo pick-up y camiones), así como los equipos necesarios para la construcción y el montaje (grúas móviles). El costo horario de cada tipo de vehículo deberá contemplar los siguientes conceptos:

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

Y en su punto 4.1 "...Esta etapa tiene como objeto optimizar la red del Distribuidor, adaptándola a la demanda, a fin de determinar el costo de capital de una red de distribución de una Empresa Eficiente de Referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga, verificando sus niveles de eficiencia, calidad y determinando las pérdidas de potencia y energía de la red optimizada para cada año del período tarifario, según lo establecido en la Ley y el Reglamento..."

El 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 en la celda D3 de la hoja "Recursos" del archivo "DC Unidades Constructivas" toma como carga útil un valor del 75% del valor real.

	A	B	C	D
1		Recorrido medio	km	68.96
2		Velocidad media	km/h	30.46
3		Carga útil	-	75%

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Recursos"

El Consultor de la Distribuidora ha indicado que esto se debe a que no es posible coordinar la carga de los vehículos a un 100%; sin embargo, en el presente estudio se deben emplear dinámicas constructivas eficientes que minimicen los costos asociados.

Resolución CNEE-203-2024

Página 55 de 121

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 3.2.4. y 4.1., 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 reemplazar el valor de 75% aplicado para la carga útil de camiones a un 90% para mantener un nivel de aprovechamiento competitivo de estos vehículos.

19. PUESTA A TIERRA EN EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

Los Términos de Referencia en su numeral 4.3.2 establecen 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, 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, se observa que, para las bajadas a tierra de los armados de Equipos de Protección y Maniobra contenidos del archivo Excel “DC Unidades Constructivas”, hoja “Detalle Armados”, el Consultor de la Distribuidora utiliza las siguientes cantidades:



E3303							
=BUSCARV(\$C3303;Materiales1B:H;3;0)							
Materiales							
Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripcion	Tipo	Unid.	Cant.
2201	EPM19a			RECLOSER EN 5F-6 13.8 kv 400 A			
2239	EPM19a	438978a	PAP64	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 13,8 kv, 400 amperios, 110 kv BIL, 60 Hz.	Mayores	Unidad	1.00
2290	EPM19a	438330	MVA01	CRUCETA DE MADERA 2400 mm	Menores	Unidad	
2291	EPM19a	437651	MVE23	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/DXAG. C.T. 5/8"x12"	Menores	Unidad	4.00
2292	EPM19a	440060	MVB301	GRAPA CONEXIÓN CABLE TIERRA SIN TORNILLO	Menores	Unidad	1.00
2293	EPM19a	437659	MVC205	TUERCA EXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8"	Menores	Unidad	1.00
2244	EPM19a	552910	PAP224	SECCIONADOR 13,2 kv 600A	Mayores	Unidad	9.00
2265	EPM19a	917873	MVA123	Base para Seccionadores Dobles	Menores	Unidad	3.00
2296	EPM19a	441202	PAP01	PARARRAYOS AUTOVALVULA 13,2 kv 10 kA	Mayores	Unidad	3.00
2297	EPM19a	434470a	CCA04	CABLE DE COBRE DESNUDO N#4 AWG	Mayores	M	12.00
2298	EPM19a	690294	MVA179	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO COND. 4/0 AWG	Menores	Unidad	18.00
2299	EPM19a	525748	CCA44	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 4/0 PENGUIN	Mayores	M	25.00
2300	EPM19a	442064	MVA258	PROTECTOR DE PINO TRATADO 2400 mm	Menores	Unidad	1.00
2301	EPM19a	551557	MVA36	FLEJE DE SUJECION 20X 0.7 MM	Menores	Unidad	4.00
2302	EPM19a	704164	MVA93	HEBILLA PARA FLEJE DE SUJECION	Menores	Unidad	4.00
2303	EPM19a	525655	MVF04	PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8" 8'	Menores	Unidad	1.00
2304	EPM19a	525792	MVB103	CONECTOR CUÑA A PRESION 4/0 - 1/0 AWG	Menores	Unidad	6.00
2305	EPM19a	458557	MVC158	Soporte de base para seccionador fusible	Menores	Unidad	3.00

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Detalle Armados"

Al revisar las cantidades del material CCA04 (Cable de cobre sin forro, simple No. 4 AWG (21.2 mm²)) se puede comprobar que utilizar entre 12 y 15 metros; así mismo, para el material MVF04 (Varilla de cobre 5/8" X 8') utilizan entre 1 y 2 unidades. Tomando en cuenta la longitud del poste, la profundidad a la cual se encuentra empotrado, el punto de conexión entre la bajada de tierra y el equipo de protección, etc., las cantidades propuestas son excesivas, lo cual puede inducir a la CNEE al reconocimiento de ineficiencias, contraviniendo así lo estipulado en la normativa referente al traslado a tarifas de costos eficientes de instalaciones económicamente adaptadas para el servicio que se requiere.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 4.2.3. de los Términos de Referencia y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora para la conformación de los armados de equipos de protección y maniobra:

- Utilizar como máximo 10 metros del conductor de cobre correspondiente a las bajadas de tierra.
- Para todos aquellos armados que contengan 2 varillas de cobre utilizar como máximo 1.5 unidad del material MVF04 (Varilla de cobre 5/8" X 8') correspondiente a las bajadas de tierra para fines de retribución económica.

20. PUESTA A TIERRA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Los Términos de Referencia en su numeral 4.3.2 establecen 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, 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, se observa que, para las bajadas a tierra para Líneas de Media tensión, hoja "Detalle Armados", el Consultor de la Distribuidora utiliza las siguientes cantidades:

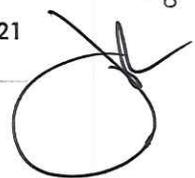
Materiales							
Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripcion	Tipo	Unid.	Cant.
2979	TOMAS DE TIERRA	0231341000		PUESTA A TIERRA			
2980		0231341000	448100	Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm ²), 30% COOPERWELD	Mayores	M	10.00
2981		0231341000	531537	CONECTOR COMPRESION PICA DE P.T.	Menores	Unidad	1.00
2982		0231341000	437607	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - #2 AWG	Menores	Unidad	1.00
2983		0231341000	440860	GRAPA CONEXIÓN CABLE TIERRA SIN TORNILLO	Menores	Unidad	2.00
2984		0231341000	699901	CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	Menores	Unidad	1.00
2985		0231341000	525655	PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8" 8'	Menores	Unidad	1.00
2986	TOMAS DE TIERRA	0231341000a		PUESTA A TIERRA para BT			
2987		0231341000a	448100	Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm ²), 30% COOPERWELD	Mayores	M	8.50
2988		0231341000a	531537	CONECTOR COMPRESION PICA DE P.T.	Menores	Unidad	1.00
2989		0231341000a	437607	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - #2 AWG	Menores	Unidad	1.00
2990		0231341000a	440860	GRAPA CONEXIÓN CABLE TIERRA SIN TORNILLO	Menores	Unidad	2.50
2991		0231341000a	699901	CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	Menores	Unidad	1.00
2992		0231341000a	525655	PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8" 8'	Menores	Unidad	1.00

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Detalle Armados"

Se puede comprobar que utilizan 10 metros de cable en el armado de tierras para líneas de Media Tensión, tomando en cuenta la longitud del poste, la profundidad a la cual se encuentra empotrado, el punto de conexión entre la bajada de tierra y la Línea de Media Tensión, etc., la cantidad propuesta es excesiva. Una situación similar ocurre en las líneas de Baja tensión donde utilizan 8.5 metros de cable.

El Consultor de la Distribuidora ha indicado que propone el material CCA05 (Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm²), 30% COOPERWELD) con un precio de \$3.23/metro debido a que es objeto de hurto por el mayor precio en comparación con el CCA04 (Cable de cobre sin forro, simple No. 4 AWG (21.2 mm²)). El precio correspondiente para la descripción del material indicado por el Consultor de la Distribuidora (Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm²), 30% COOPERWELD) según la resolución de precios es de:

CCA47	Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm ²), 30% COOPERWELD	\$1.87/metro
-------	---	--------------



Por lo que, en este caso procede que el Consultor de la Distribuidora utilice el precio correcto para la descripción del material indicado.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 4.2.3. de los Términos de Referencia y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a) Utilizar como máximo 9.5 metros del Conductor correspondiente a las bajadas de tierra del armado de Media Tensión.
- b) Utilizar como máximo 8 metros del Conductor correspondiente a las bajadas de tierra del armado de Baja Tensión.
- c) Utilizar el precio correcto dado por la resolución de precios CNEE-283-2023 para las bajadas de tierra:

CCA47	Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm ²), 30% COOPERWELD	\$1.87/metro
-------	---	--------------

21. CRUCEROS EN ARMADOS DE MEDIA TENSIÓN Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 4.3.2 establecen 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, 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.”



OBSERVACIÓN:

Dentro de los armados en los cuales es necesaria la utilización de cruceros para Media Tensión y Equipos de Protección y Maniobra el Consultor de la Distribuidora propone la utilización exclusiva de cruceros de Metal:

Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripcion	Tipo	Unid.	Cant.
ARMADOS DE MEDIA TENSIÓN	0204302200			ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 5 a 20°, ACSR 4/0 AWG			
	0204302200	709770	MVC160	SOPORTE VERTICAL DE CHAPA PARA AISLADOR TIPO POSTE	Menores	Unidad	2.00
	0204302200	437655	MVC261	PERNO CORTO ACERO GALVANIZADO 3/4" x 3"	Menores	Unidad	6.00
	0204302200	525796	MVA16	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" DOBLE AISL.57/1-3 ACSR 4/0	Menores	Unidad	3.00
	0204302200	437651	MVE23	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 5/8"x12"	Menores	Unidad	4.00
	0204302200	441264	MVC230	ARANDELA CURVA CUADRADA 2-1/4X2-1/4X3/16"	Menores	Unidad	1.00
	0204302200	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	2.00
	0204302200	551282	MVE23	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 12"	Menores	Unidad	2.00
	0204302200	440944	MVC233	ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"	Menores	Unidad	14.00
	0204302200	437805	PAP07	AISLADOR PORCELANA TIPO CABRETE (ANSI 53-2 C29.3)	Mayores	Unidad	1.00
	0204302200	437806	MVE16	SOPORTE HORQUILLA PARA AISLADOR TIPO CABRETE	Menores	Unidad	1.00
	0204302200	437802	MVA16	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL.53/2 ACSR 1/0	Menores	Unidad	1.00
	0204302200	437652	MVC261	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C.T. 5/8"x14"	Menores	Unidad	1.00
	0204302200	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO #2 AWG	Mayores	M	0.00
	0204302200	437607	MVB105	CONECTOR CUÑA A PRESION 1/0 - #2 AWG	Menores	Unidad	0.00
	0204302200	440860	MVB301	GRAPA CONEXIÓN CABLE TIERRA SIN TORNILLO	Menores	Unidad	0.00
	0204302200	599901	MVB94	CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	Menores	Unidad	0.00
	0204302200	437659	MVC205	TUERCA EXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8"	Menores	Unidad	2.00
	0204302200	440945	MVC226	ARANDELA DE PRESIÓN 5/8"	Menores	Unidad	2.00

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Detalle Armados"

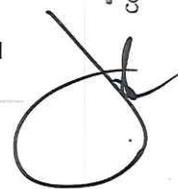
De manera que en todos los armados de media tensión y equipos de protección y maniobra el Consultor de la Distribuidora propone la utilización de los siguientes cruceros:

Código CNEE	Descripción
MVA02	Crucero de hierro galvanizado de 8' (2438 .4 mm)
MVB215	Crucero de hierro galvanizado de 9' (3000 mm)

Sin embargo, los cruceros de metal pueden ser sustituidos por cruceros de madera el cual corresponde a una selección óptima para la construcción de Red económicamente adaptada a tener mejores precios.

Cruceros requeridos para su utilización por CNEE			
Cruceros propuestos por el Consultor de la Distribuidora	Código CNEE	Descripción	Precio (\$)
MVA02	MVA01	Crucero de madera de pino tratado de 8' (2438.4 mm)	30.65
MVB215	MVB126	Crucero de madera de pino tratado de 12' (3657.6 mm)	60.06

El Consultor de la Distribuidora ha indicado que el uso predominante de cruceros de metal corresponde a una mejora tecnológica debido a que posee una mayor capacidad para enfrentar las condiciones ambientales; sin embargo, el crucero de madera es un material sustituto de gran aceptación debido a su precio competitivo de manera que es un material económicamente adaptado para prestar el servicio que se requiere.



Por otra parte, también se detectó la conformación de armados con 4 o más cruceros:

Materiales							
Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripcion	Tipo	Unid.	Cant.
770	0204318200	551267	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	Menores	Unidad	4.00
762	0204318300	551267	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	Menores	Unidad	4.00
814	0204318300a	551267	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	Menores	Unidad	4.00
838	0204318600	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	4.00
858	0204318700	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	4.00
880	0204318700a	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	4.00
154	0204342200	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	6.00
172	0204342300	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	6.00
152	0204342300a	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	6.00
211	0204343200	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	6.00
231	0204343300	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	6.00
251	0204343300a	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	6.00
317	0204345100	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	6.00
338	0204347200	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	12.00
350	0204347300	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	12.00
380	0204347300a	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	Menores	Unidad	12.00
505	0204353600	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	4.00
527	0204353700	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	4.00
549	0204353700a	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	4.00
570	0204354600	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	8.00
592	0204354700	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	8.00
614	0204354700a	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	8.00
651	0204355100	551267	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	Menores	Unidad	4.00
667	0204355500	690290	MVB215	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	Menores	Unidad	4.00
840	0204361300	551267	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	Menores	Unidad	4.00
219	0204372400	551267	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	Menores	Unidad	4.00
241	0204372500	551267	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	Menores	Unidad	4.00
263	0204372500a	551267	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	Menores	Unidad	4.00

Fuente: archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Detalle Armados"

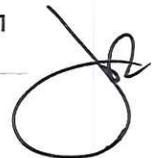
Por lo tanto, no es necesario la utilización de más de 2 cruceros dentro de los armados de Media Tensión y Equipos de Protección, siendo necesario corregir a un máximo de 2 cruceros por armados según la necesidad del mismo.

En cumplimiento del numeral 4.3.2 de los Términos de Referencia y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- Sustituir el material MVA02 por el MVA01 (Crucero de madera de pino tratado de 8' (2438.4 mm))
- Sustituir el material MVB215 por el MVB126 (Crucero de madera de pino tratado de 12' (3657.6 mm))
- Corregir la cantidad de cruceros a un máximo de 2 unidades contenidos en los armados indicados en el archivo Excel "DC Unidades Constructivas", hoja "Detalle Armados"

22. TIEMPOS DE CAPATAZ (JEFE DE CUADRILLA)

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 4.3.1 establece que: "Una Unidad Constructiva (UUC) es la compuesta por un conjunto de armados o materiales que, integrados entre sí, cumplen con un propósito específico por unidad de medida (por ejemplo, para redes, la unidad es kilómetro). De tal forma que cada armado está constituido por materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje y que facilitan el diseño de instalaciones eléctricas de distribución de manera sencilla, ordenada y uniforme.", y en el numeral 4.3.4 se indica que "Con los valores eficientes de referencia de materiales definidos por la CNEE, valores de mano de obra,



vehículos y equipos de montaje eficientes, deberán determinarse los costos de cada una de las Unidades Constructivas definidas según lo establecido anteriormente.”.

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, indica 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.”

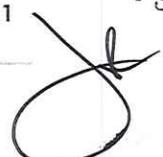
“El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones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

El Consultor de la Distribuidora en los parámetros mostrados en la tabla P1 X S4 de la pestaña “Tiempos de montaje” del archivo “DC Unidades Constructivas” utiliza los siguientes valores:

P	Q	R	S
PARTICIPACIÓN CAPATAZ		PARTICIPACIÓN GRÚA	
Tareas no especializadas	10%	Postes	100%
Tareas especializadas	33%	Equipos	20%



Con relación a estos valores, en el informe DC_Informe Etapa C - Modulo C1 se indica: "En cuanto a las horas hombre de capataces o supervisores, se las ha calculado considerado una participación de los mismos del 10% de la duración de las tareas no especializadas y del 33% de la duración de las especializadas."

En cuanto a las horas hombre de capataces o supervisores, se las ha calculado considerado una participación de los mismos del 10% de la duración de las tareas no especializadas y del 33% de la duración de las especializadas.

Cabe mencionar, que los valores de la tabla anterior, corroborados en el texto del informe de Etapa C, fueron consignados sin respaldo y como valores tipo texto (pegados), no siendo posible verificar su origen o memoria de cálculo; por lo que, los mismos no son trazables. Adicionalmente, debido a las atribuciones de los perfiles seleccionados por el Consultor para la composición de las cuadrillas, las labores de supervisión de tareas no especializadas se diluyen en la cadena de mando (Capataz-Oficial-Operario-Peón).

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 4.3.1. y 4.3.4., 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 al Consultor de la Distribuidora eliminar la participación del Capataz (Jefe de Cuadrilla) en actividades no especializadas.

23. CORTA CIRCUITOS DE TRES DISPAROS 15KV Y CORTA CIRCUITOS DE REPETICIÓN 38KV.

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

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, 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."

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,"
Resolución CNEE-203-2024

Página 63 de 121

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."

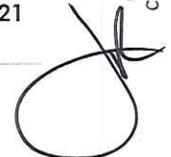
El Consultor de la Distribuidora en el archivo "DC Unidades Constructivas" en la hoja "UUC" incluye los siguientes equipos, que según lo mostrado en las columnas "G y H que se refieren a las "Cantidades Reales", no están instalados por parte del Distribuidor:

A	B	C	G	H	I	J	Q	R
COD_UC	UC	UNID.	CANTIDADES REALES		CANTIDADES OPTIMAS		COSTO TOTAL (USD)	
138 EPM001T	CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL	UNIDAD				6,359	4,718,667	
139 EPM003T	CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A	UNIDAD				3,646	3,867,446	

Adicionalmente, estos equipos no cuentan con precio eficiente en la Resolución CNEE-283-2023. Las fallas transitorias en la red de distribución, atendiendo a una empresa eficiente de referencia, deben ser atendidas de raíz, contemplando así actividades de mantenimiento de la red (Poda).

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.4.4, del artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar el CORTACIRCUITO DE 3 DISPAROS 15 KV 110KV BIL (EPM001T) y el CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38 KV, 200A (EPM003T) del modelo óptimo. De ser necesaria y debidamente justificada su utilización, podrán presentar un Plan de Inversión óptimamente dimensionado y económicamente adaptado, con objetivos concretos y verificables que se reflejen en la mejora de la calidad del servicio, incluyendo un plan de trabajo detallado y la utilización de otro equipamiento que el Consultor de la Distribuidora considere necesario para el correcto funcionamiento de la red (recloser, corta circuitos de repetición, etc.). De ser aceptado por la Comisión, dicho Programa de Inversión sería reconocido en tarifas hasta que sea efectivamente ejecutado por la Distribuidora.



24. MANO DE OBRA

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 3.2.2 establece 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 contratar al menos dos estudios de encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea."

"...dadas la dimensiones hipotéticas del proyecto lo óptimo es que los trabajadores se presenten al lugar de la obra y no incurran en demoras movilizándose primero a la sede y luego al proyecto, lo cual resultaría ineficiente (los tiempos de traslado de la sede al punto de trabajo no serán contabilizados para todos los empleados, únicamente para el encargado del vehículo)...".

También en el numeral 3.2.3 indica 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 firmas especializadas de primera línea. Los resultados que se utilizarán de estas encuestas salariales corresponderán a los valores promedios totales obtenidos, se deberán presentar los resultados de las encuestas salariales para su evaluación y aprobación por parte de la CNEE."

"Para establecer las remuneraciones se utilizará el sueldo base de la encuesta salarial indicada anteriormente, debiendo excluir las cargas sociales que le correspondan al patrono. En ningún caso se deberán duplicar beneficios laborales, por lo que, se deberá detallar lo que se incluye en la encuesta salarial; si se incluyen los beneficios adicionales de la referida encuesta, no podrán incluirse otros beneficios adicionales durante el desarrollo del estudio (Bonos de productividad, salarios adicionales, etc)."

"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 propio de la Distribuidora que no esté incluido para recibir los beneficios de dicho pacto."

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, 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."

Como se puede apreciar en el archivo "DC Unidades Constructivas, en la hoja "Recursos", el Consultor de la Distribuidora continúa utilizando el mismo Factor de Tiempos Inevitables (Factor de Tiempo No Útil) para ambas distribuidoras (1.588) y utiliza como principal input para el análisis del desplazamiento de las brigadas de construcción, históricos de traslado de las brigadas de construcción existentes, situación que no aprovecha el modelo teórico de construcción de un megaproyecto.

	Recorrido medio	km	68.96		
	Velocidad media	km/h	30.46		
	Carga útil	-	75%		
	RECURSO	Costo [USD/h]	Carga nominal [Ton]	Carga útil [kg]	Costo [USD/k]
Vehículos y equipos de montaje	Pick-up	10.16			
	Camión (4 Ton)	16.95	4	3000	0.0128
	Camión (10 Ton)	24.39	10	7500	0.0074
	Grúa Móvil (2.5 Ton)	62.07			
	Grúa Móvil (9.5 Ton)	75.18			
Mano de obra	CAPATAZ	14.37			
	OFICIAL	9.03			
	OPERARIO	7.45			
	AUXILIAR OPERARIO	5.19			
	Factor tiempo no útil	1.5883	Refrigerio y desplazamiento		

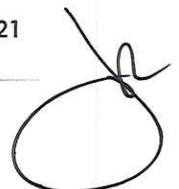
Adicionalmente, no se presentó ninguna documentación de respaldo de los valores reportados para desplazamientos a obras en el archivo Excel "Análisis de Mano de obra" en la hoja "Desplazamiento a Obras".

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 3.2.2 y 3.2.3, de los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 60, 67 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar un valor igual o menor al valor vigente en el rubro "Tiempos de desplazamiento (h/día)" de 1.94 h/día que se localiza en el archivo "Análisis de Mano de obra", hoja "Parámetros" en las celdas C45 y D45.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica -
Secretario General



	A	B	C	D
44		Tiempos refrigerio - art.119 - (h/día)	0.50	0.50
45		Tiempos de desplazamiento (h/día)	1.94	1.94
46		Horas de refrigerio y desplazamiento día	2.44	2.44

25. PRECIOS DE MATERIALES (CCA24, PAP64 Y PAP220)

Con base a lo definido en los Términos de Referencia en el artículo 4.3.1, DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS, respecto a los valores eficientes de referencia, se indica que: "... En el costo de la UUCC se incluyen además de los valores eficientes de los materiales, los costos directos que permiten que los diferentes componentes físicos puedan ser puestos en servicio...".

Con base a lo definido en los Términos de Referencia en el artículo 4.3.4 VALORES EFICIENTES DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS se establece que: "Con los valores eficientes de referencia de materiales definidos por la CNEE, valores de mano de obra, vehículos y equipos de montaje eficientes, deberán determinarse los costos de cada una de las Unidades Constructivas definidas según lo establecido anteriormente en la Etapa B del presente estudio."

Relacionado a los precios eficientes la resolución CNEE-50-2011 indica en el artículo 8 del capítulo III, inciso "a": "Los precios deberán ser respaldados con facturas que evidencien adquisiciones de materiales y equipos que reflejen precios eficientes de economías de escala y precios de referencia internacionales."

En la resolución CNEE-50-2011 en el artículo 1 del capítulo 1 se indica: "Esta Norma tendrá aplicación en los temas concernientes a los Estudios de Valor Agregado de Distribución y en temas que la CNEE estime convenientes, relacionados con el cumplimiento al marco regulatorio vigente."

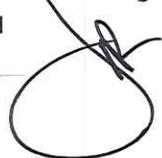
En la Resolución CNEE-283-2023 en el artículo 2 APLICACIÓN, se indica que: "Los valores eficientes de referencia serán utilizados en la elaboración de los Estudios de Valor Agregado de Distribución, de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Guatemala, así como en otros temas que la Comisión considere pertinente, y que estén dentro del marco de la normativa vigente."

Se pudo observar que el documento de Excel: "DC Unidades Constructivas.xlsx" en la hoja: "Materiales" presenta los siguientes códigos, denominaciones y precios:

Cod_SGC	Cod_CNEE	Denominación	Tipo	Unidad	Precio [USD]	Precio Res. 283-2023
458526	CCA24	Cable de Aluminio con forro, cuadruplex de aluminio 3X4/0y 1X2/0 ACSR	Mayores	M	5.65	3.08
438978	PAP64	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 13,8 kV, 630 amperios, 110 kV BIL, 60 Hz.	Mayores	Unidad	11,777.55	10,931.12
447604	PAP220	Banco De Condensadores 300 kVar - 13.8 kV	Mayores	Unidad	6,932.36	5249.78

G1 (C), Excel: "DC Unidades Constructivas.xlsx", hoja: Materiales / Nota: columna Precio Res 283-2023 agregada por CNEE.

Se ha observado que los anteriores precios no coinciden con los valores eficientes indicados en la Resolución CNEE-283-2023



OBSERVACIÓN:

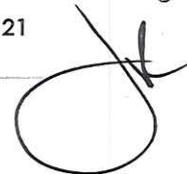
Según los numerales 4.3.1, 4.3.4, de los Términos de Referencia, el artículo 1 y 8 del capítulo III, inciso "a" de la Resolución 50-2011, y en el artículo 2 de la Resolución CNEE-283-2023, se requiere al Consultor de la Distribuidora modificar el archivo "DC Unidades Constructivas.xlsx" en la hoja: "Materiales" de manera que los códigos y precios eficientes sean utilizados apropiadamente de acuerdo con la resolución CNEE-283-2023.

26. SUBESTACIONES MT-MT (CAMPOS)

Los Términos de Referencia en su numeral 4.3.1 establecen que: "En el costo de la UUCC se incluyen además de los valores eficientes de los materiales, los costos directos que permiten que los diferentes componentes físicos puedan ser puestos en servicio. El diseño de la red eficiente deberá basarse en el uso de Unidades Constructivas eficientes, es decir, que usen las mejores tecnologías disponibles y que sean óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.". En el numeral 4.4.5 se indica: "Para el análisis de la red óptima de distribución para el Próximo Período Tarifario para el área de concesión de la Distribuidora (2024-2029), 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 2024-2029 (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...".

El Consultor de la Distribuidora en el numeral 1.4.1.1 del informe G1 Etapa C presenta un listado de las subestaciones AT/MT y MT/MT indicando el VNR que corresponde incluir en el VAD.



VNR de SSEE AT/MT y MT/MT (USD)

Nombre	Cantidad	VNR (USD)	Transable (USD)	No transable (USD)
SE CHIMALTENANGO	1	301,874	139,875	161,999
SE COATEPEQUE	1	288,725	140,321	148,404
SE COCALES	1	149,927	61,743	88,184
SE QUICHE	1	250,652	120,416	130,236
SE HUEHUETENANGO	1	227,683	101,469	126,213
SE LA ESPERANZA	1	229,112	121,375	107,737
SE LA NORIA	1	227,683	101,469	126,213
SE MALACATÁN	1	212,578	100,511	112,067
SE MAZATENANGO	1	326,799	160,227	166,572
SE MELENDRES	1	174,505	80,606	93,899
SE POLOGUA	1	174,505	80,606	93,899
SE SACAPULAS	1	1,149,773	810,563	339,210
SE SAN SEBASTIAN	1	326,799	160,227	166,572
SE SANTA MARIA	1	77,999	40,795	37,204
SE SOLOLA	1	156,344	59,716	96,628
SE SOLOMA	1	1,231,264	895,026	336,238
SE TOTONICAPAN	1	230,720	121,291	109,429
SE RETALHULEU	1	77,999	40,795	37,204
SE SAN JUAN OSTUNCALCO	1	693,495	515,745	177,750
SE LAS TROCHAS	1	710,739	440,823	269,916
SE EL SEMILLERO	1	34,533	27,974	6,559
SE VEGA DE GODINEZ	1	444,269	322,087	122,182
SE LAS GUACAMAYAS	1	871,188	590,668	280,520
SE NUEVA CONCEPCION	1	801,093	622,025	179,069
SE TIERRA CALIENTE	1	535,514	401,012	134,502
SE EL PORVENIR	1	44,361	21,129	23,232
XACBAL	1	0	0	0
SAN RAFAEL PIE DE LA CUESTA	1	129,331	60,701	68,630
Total	28	10,079,462	6,339,193	3,740,269

El detalle del cálculo puede auditarse en archivo "DC Unidades Constructivas.xlsm".

Esta Comisión, al realizar la verificación del detalle de las instalaciones que debieran incluirse en el VAD por ser propiedad de la Distribuidora, ha identificado que algunas de las instalaciones incluidas son propiedad de transportistas y por lo tanto ya se están remunerando en el CAT a los transportistas propietarios; por lo que el VNR de dichas instalaciones debe descontarse del monto que la Distribuidora está proponiendo. Las instalaciones que se han identificado que no son propiedad de la Distribuidora son las siguientes:

- 3 campos de línea de 13.8kV en la SE San Rafael Pie de la Cuesta propiedad de FERSA (ya se remuneran a través del canon al transportista propietario)

OBSERVACIÓN:

Resolución CNEE-203-2024

Página 69 de 121



Los Términos de Referencia en su numeral 4.3.1 establecen que: "En el costo de la UGCC se incluyen además de los valores eficientes de los materiales, los costos directos que permiten que los diferentes componentes físicos puedan ser puestos en servicio. El diseño de la red eficiente deberá basarse en el uso de Unidades Constructivas eficientes, es decir, que usen las mejores tecnologías disponibles y que sean óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere." Por lo tanto, si la Distribuidora realizó inversiones adicionales y redundantes, estas no se consideran unidades constructivas eficientes, por lo que:

Se requiere a la Distribuidora descontar del VNR de Subestaciones la siguiente instalación:

- a) 3 campos de línea de 13.8kV en la SE San Rafael Pie de la Cuesta propiedad de FERSA (ya se remuneraran a través del canon al transportista propietario)

27. OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN

Sobre este tema, los Términos de Referencia establecen en su numeral 4.4.3 que: "...La sección de los conductores de BT y MT deberán ser suficientes para satisfacer para todos los años del periodo tarifario, la demanda máxima en el área ya sea medida (en usuarios con medición de demanda) o definida según los factores de coincidencia del ECC. En el proceso de optimización de los centros de transformación, se deberá establecer el factor de utilización óptimo que cubra la proyección de crecimiento vertical de la demanda para el Próximo Periodo Tarifario, se deberá calcular uno para AUD y otro para RDR. Dicho factor deberá estar sustentado técnicamente de acuerdo con las prácticas de ingeniería y teniendo en cuenta que de acuerdo con el artículo 67 de la LGE, solo se reconocerá el VNR de aquellas instalación o parte de ellas que son óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.

Las únicas instalaciones existentes que no serán sometidas al proceso de optimización serán las Subestaciones AT/MT y los GDs, cuya ubicación será una condición de borde para el cálculo, debiendo considerarse los planes de expansión de subestaciones AT/MT y GDs que entraran en operación durante el Próximo Periodo Tarifario."

Siempre dentro del mismo numeral 4.4.3. se indica que: "...deberán elaborarse diversas configuraciones topológicas y tecnológicas, para obtener el VNR de una red de distribución que de acuerdo con el artículo 67 de la Ley, lo que implica que únicamente se reconocerán instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere. **Para el efecto deberá calcularse para cada una de ellas sus costos de inversión, operación, mantenimiento y perdidas...**" (El resaltado es propio).

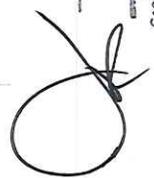
El modelo de la red optimizada presentado por el Consultor de la distribuidora muestra resultados que no son coherentes con el modelo de una empresa eficiente de referencia. Se puede apreciar en los cuadros expuestos a continuación que existe una disminución significativa en las secciones de los conductores considerados en el modelo de empresa eficiente de referencia con respecto a la red real:

COD_UC	UC	UNID.	COSTO UNIT. TOTAL	CANTIDADES REALES		CANTIDADES OPTIMAS	
			USD	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
LM T001uhr	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM	34,298	40	0	64	0
LM T003uhr	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM	34,307	1	0	0	0
LM T004uhr	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 1/0 AWG HOR.	KM	24,647	122	0	37	0
LM T022uhr	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.	KM	22,181	46	0	14	0
LM T002uhr	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG HOR.	KM	20,824	0	0	63	0
LM T001ubd	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG BAND.	KM	35,198	17	0	27	0
LM T003ubd	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG BAND.	KM	35,450	1	0	0	0
LM T004ubd	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 1/0 AWG BAND.	KM	25,790	52	0	16	0
LM T022ubd	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG BAND	KM	23,324	20	0	6	0
LM T002ubd	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG BAND.	KM	21,967	0	0	27	0
LM T017ua	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG	KM	20,826	0	0	0	0
LM T017u	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 3/0 AWG	KM	20,761	9	0	0	0
LM T018u	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 1/0 AWG	KM	15,946	182	0	39	0
LM T028u	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM	15,131	142	0	4	0
LM T028ua	LÍNEA URBANA 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4 AWG	KM	14,370	0	0	394	0
LM T001rhr	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM	25,779	0	636	0	1,036
LM T003rhr	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM	25,638	0	0	0	0
LM T004rhr	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 1/0 AWG HOR.	KM	21,089	0	1,353	0	668
LM T022rhr	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.	KM	18,340	0	587	0	473
LM T002rhr	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG HOR.	KM	17,865	0	0	0	338
LM T017ra	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG	KM	17,908	0	1	0	0
LM T017r	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 3/0 AWG	KM	16,923	0	210	0	0
LM T018r	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 1/0 AWG	KM	13,424	0	5,903	0	1,239
LM T028r	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM	12,628	0	4,673	0	9,619
LM T028ra	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4 AWG	KM	12,628	0	0	0	0

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa C1, Archivo "DC Unidades Constructivas" Hoja: "UUC" (el resaltado en amarillo es propio)

Como puede observarse en el extracto expuesto (resaltado en amarillo en las partes más relevantes para el análisis), en el resultado de unidades constructivas seleccionado por el Consultor de la Distribuidora, para conformar la red eficiente de referencia, la mayoría de los tramos de red modelados tienen una sección de conductor que no son coherentes con las prácticas normales de la ingeniería para instalaciones en este nivel de tensión. Por ejemplo, en la parte de las líneas rurales en los resultados presentados por el Consultor de la Distribuidora plantean un componente significativo de línea trifásica con conductor No.4 AWG. Dicho conductor típicamente no es utilizado para instalaciones de media tensión; sin embargo, lo expuesto indica la selección de 338 kilómetros de línea rural de 13.8 kV simple circuito trifásica, cuando en el modelo real no existe dicho elemento.

Derivado de la topología de la carga atendida por la red de la distribuidora el principal componente de la misma son líneas monofásicas, que componen para el caso de esta distribuidora casi un 80% de la totalidad de la líneas de media tensión, y para el caso presente es notoria la reducción del uso de la unidad constructiva "LÍNEA RURAL 13,8 Kv SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 1/0 AWG" que pasa de tener 5,903 kilómetros en la red real, a tener solamente 1,239 kilómetros en el modelo optimo expuesto por el Consultor de la Distribuidora, en contra partida a lo expuesto la "LÍNEA RURAL 13,8 Kv SIMPLE CIRCUITO



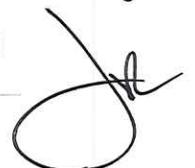
MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG" que en el modelo real tiene 4,673 kilómetros en el modelo óptimo expuesto por el Consultor de la distribuidora tiene 9,619 kilómetros, que es prácticamente un 80% de la totalidad de la red de media tensión en este nivel de tensión.

Sección (ACSR)	Rango	I _{min} [A]	I _{max} [A]	P _{min} [kW]	P _{max} [kW]	VNR [USD]	Resistencia [Ohm/km]	Reactancia [Ohm/km]
Monofásicas rurales 13,8 kV								
4 AWG	-	no utilizado	No utilizado	no utilizado	no utilizado	12,658	1.690	0.5
2 AWG	1	0	11	0.0	78.9	12,658	1.090	0.5
1/0 AWG	2	11	49	78.9	351.4	13,453	0.531	0.4
3/0 AWG	-	No utilizado	No utilizado	no utilizado	no utilizado	16,956	0.435	0.4
4/0 AWG	3	49	318	351.4	2,280.3	17,941	0.358	0.4
Trifásicas rurales 13,8 kV								
4 AWG	1	0	6	0.0	129.1	17,905	1.690	0.3
2 AWG	2	6	17	129.1	365.7	18,380	1.090	0.3
1/0 AWG	3	17	40	365.7	860.5	21,127	0.531	0.3
3/0 AWG	-	No utilizado	No utilizado	no utilizado	no utilizado	25,682	0.435	0.3
4/0 AWG	4	40	318	860.5	6,840.8	25,823	0.358	0.3

Fuente: INFORME G. EVAD 2024 – 2029. ETAPA C1. OPTIMIZACION DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR, DEOCSA, Cuadro No.3 Pagina 16.

Como puede observarse existe una muy pequeña diferencia económica entre la "LÍNEA RURAL 13,8 Kv SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 1/0 AWG" y la "LÍNEA RURAL 13,8 Kv SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG" de aproximadamente un 6% de costo (los datos de la tabla resumen del Consultor de la Distribuidora varían levemente con respecto a los de las unidades utilizadas en el modelo); sin embargo, **la resistencia eléctrica siempre con base en los datos expuestos por el Consultor de la Distribuidora se incrementa en prácticamente un 100% entre ambos tipos de línea, lo que conlleva forzosamente un incremento el orden casi el 100% del valor de pérdidas en la red de media tensión** (las pérdidas por efecto Joule son proporcionales a la resistencia de los conductores).

Vale la pena señalar que sucede exactamente lo mismo para el caso de las líneas de 34.5 kV, como se puede visualizar en el cuadro siguiente:



COD_UC	UC	UNID.	COSTO UNIT. TOTAL	CANTIDADES REALES		CANTIDADES OPTIMAS	
			USD	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
LM T005uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM	35,289	30	0	32	0
LM T007uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM	35,339	3	0	0	0
LM T008uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.	KM	25,436	35	0	17	0
LM T023uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.	KM	23,423	18	0	1	0
LM T006uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG HOR.	KM	21,594	0	0	48	0
LM T005ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG BAND.	KM	36,096	13	0	14	0
LM T007ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG BAND.	KM	36,146	1	0	0	0
LM T008ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG BAND.	KM	26,486	15	0	7	0
LM T023ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG BAND.	KM	24,474	8	0	0	0
LM T006ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG BAND.	KM	22,644	0	0	21	0
LM T019ua	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG	KM	21,008	0	0	0	0
LM T019u	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 3/0 AWG	KM	20,944	17	0	0	0
LM T020u	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG	KM	16,109	58	0	3	0
LM T029u	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM	15,313	66	0	2	0
LM T029ua	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4 AWG	KM	14,553	0	0	262	0
LM T005rhr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM	27,828	0	427	0	324
LM T007rhr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM	27,577	0	0	0	0
LM T008rhr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.	KM	23,028	0	412	0	152
LM T023rhr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.	KM	20,278	0	119	0	88
LM T006rhr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG HOR.	KM	19,791	0	0	0	139
LM T019ra	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG	KM	18,050	0	0	0	0
LM T019r	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 3/0 AWG	KM	17,065	0	323	0	0
LM T020r	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG	KM	13,566	0	1,508	0	439
LM T029r	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM	12,770	0	1,812	0	3,464
LM T029ra	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4 AWG	KM	12,770	0	0	0	0

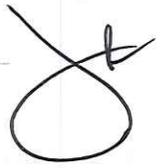
Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa C1, Archivo "DC Unidades Constructivas" Hoja: "UCC" (el resaltado en amarillo es propio)

Adicional a lo anteriormente expuesto, el Consultor de la Distribuidora, no ha cumplido con lo referente a que dentro del análisis deberán "...considerarse los planes de expansión de subestaciones AT/MT y GDs que entraran en operación durante el Próximo Periodo Tarifario", para el caso de las subestaciones ya que durante el 2023 y lo que va del 2024 han entrado en operación comercial las subestaciones de:

1. Cuyotenango
2. San Antonio Suchitepéquez
3. San Rafael Pie de la Cuesta
4. Coatepeque II
5. Todos Santos

A estas 5 subestaciones se suma la **subestación de Tecun Umán**, para la cual ya ha sido oficialmente solicitada aceptación de las instalaciones y fijación de peaje, estando proyectado que entre a operar entre los meses de septiembre a octubre del año 2024, por lo cual deben considerarse dentro del modelo de optimización, ya que los resultados de la adición de estas instalaciones (que agregan otros 18 alimentadores en MT, incrementando en más del 10% la cantidad de circuitos de MT existentes, reduciendo la distancia entre las cargas y los puntos de inyección) dentro del modelo tiene un efecto que debe considerarse

Resolución CNEE-203-2024



dentro del mismo; Deben considerarse también los GDR que ya hayan iniciado operación entre diciembre de 2022 y la fecha actual; ambos factores será aún más determinante en la proyección del nivel de pérdidas en el nivel de media tensión que se tratara en la etapa D, del presente estudio.

El resultado de la configuración planteada por el Consultor de la Distribuidora presenta resultados de pérdidas en un orden que duplica los niveles de pérdidas esperados en el nivel de media tensión (normalmente en el orden de entre un 2 a 3% de la energía de entrada la red), los resultados expuestos en la Etapa E del estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora son los siguientes:

Pérdidas de energía (MWh) - Óptimas									
Concepto	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
E Ingresada Calculada	MWh	1,982,948	2,074,692	2,147,804	2,194,335	2,210,329	2,249,455	2,300,505	2,366,436
Pérdida BT Rural	MWh	31,227	33,480	35,732	37,985	40,237	42,489	44,742	46,994
Pérdida TMB Rural	MWh	29,232	29,739	30,246	30,753	31,260	31,767	32,274	32,781
Pérdida MT Rural	MWh	100,618	107,836	115,055	122,274	129,493	136,711	143,930	151,149
Pérdida BT Urbana	MWh	2,570	2,711	2,852	2,993	3,134	3,275	3,416	3,557
Pérdida TMB Urbana	MWh	6,119	6,240	6,360	6,481	6,601	6,722	6,842	6,963
Pérdida MT Urbana	MWh	26,854	28,256	29,658	31,060	32,462	33,865	35,267	36,669
Delta Pérdida x GDR	MWh	4,385	4,690	5,003	5,316	5,629	5,942	6,255	6,568
Pérdida BT Total	MWh	33,797	36,191	38,584	40,978	43,371	45,765	48,158	50,552
Pérdida TMB Total	MWh	35,351	35,979	36,606	37,234	37,861	38,489	39,117	39,744
Pérdida MT Total	MWh	123,087	131,402	139,710	148,018	156,326	164,634	172,942	181,250
Total	MWh	192,235	203,571	214,901	226,230	237,559	248,888	260,217	271,546
					152.0	152.0	152.0	152.0	152.0
	Escenario Original								
	Monto de Pérdidas MT en MUSD =				22.5	23.8	25.0	26.3	27.6

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa D, Archivo "Pérdidas x alimentador - DC" Hoja: "Resultado Pérdidas" (la parte resaltado en amarillo es de elaboración propia por la Gerencia de Tarifas)

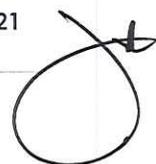
El resultado expuesto por el Consultor de la Distribuidora valorizado, conforme el precio monómico para la energía en la entrada de la red, indica potenciales pérdidas en el orden del 7.25% para la red de media tensión, con un impacto económico promedio de 25 millones de dólares al año durante el quinquenio proyectado.

OBSERVACIÓN:

De acuerdo a los Términos de Referencia, numerales 1.6.3 y 4.4.3, se requiere al Consultor de la Distribuidora efectuar una simulación de cálculo, incrementando las secciones de los conductores conforme el cuadro adjunto y presentar la simulación con las pérdidas derivadas de dicho recálculo, y ajustar el modelo de la empresa eficiente de referencia para que cumpla las prácticas de ingeniería y teniendo en cuenta que de acuerdo con el artículo 67 de la LGE, también conforme los Términos de Referencia en su numeral 4.4.3. los resultados deberán ser presentados en forma de cuadros y gráficos que permitan seleccionar la alternativa de mínimo costos de la prestación del servicio para el usuario, solo se reconocerá el VNR de aquellas instalaciones o parte de ellas que son óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica - Guatemala
Secretario General



COD_UC	UC Informe G1	UNID.	COSTO UNIT. TOTAL	CANTIDADES REALES		CANTIDADES OPTIMAS		UC Propuesta por CNEE
				URBANO	RURAL	URBANO	RURAL	
			USD					
LM T001hr	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM	34,298	40	0	64	0	N/A
LM T003hr	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM	34,307	1	0	0	0	N/A
LM T004hr	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.	KM	24,647	122	0	37	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.
LM T002hr	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.	KM	22,181	46	0	14	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.
LM T002hr	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG HOR.	KM	20,824	0	0	63	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.
LM T001bd	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG BAND.	KM	35,198	17	0	27	0	N/A
LM T003bd	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG BAND.	KM	35,450	1	0	0	0	N/A
LM T004bd	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG BAND.	KM	25,790	52	0	16	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG BAND.
LM T002bd	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG BAND.	KM	23,324	20	0	6	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG BAND.
LM T002bd	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG BAND.	KM	21,967	0	0	27	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG BAND.
LM T017ua	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG	KM	20,826	0	0	0	0	N/A
LM T017u	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 3/0 AWG	KM	20,761	9	0	0	0	N/A
LM T018u	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG	KM	15,946	162	0	39	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG
LM T002bu	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM	15,131	142	0	4	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG
LM T002bu	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4 AWG	KM	14,370	0	0	194	0	LÍNEA URBANA 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG
LM T001hr	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM	25,779	0	636	0	1,038	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.
LM T003hr	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM	25,638	0	0	0	0	N/A
LM T004hr	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.	KM	21,089	0	1,353	0	668	N/A
LM T002hr	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.	KM	19,340	0	587	0	473	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.
LM T002hr	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG HOR.	KM	17,865	0	0	0	328	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.
LM T017ra	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG	KM	17,908	0	1	0	0	N/A
LM T017r	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 3/0 AWG	KM	16,923	0	210	0	0	N/A
LM T018r	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG	KM	13,424	0	5,903	0	1,239	N/A
LM T022ra	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM	12,628	0	4,673	0	9,519	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG
LM T022ra	LÍNEA RURAL 0,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4 AWG	KM	12,628	0	0	0	0	N/A
LM T005uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM	35,289	30	0	32	0	N/A
LM T007uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM	35,339	3	0	0	0	N/A
LM T008uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.	KM	25,436	35	0	17	0	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.
LM T003uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.	KM	23,423	19	0	1	0	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.
LM T006uhr	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG HOR.	KM	21,594	0	0	48	0	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.
LM T005ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG BAND.	KM	36,096	13	0	14	0	N/A
LM T007ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG BAND.	KM	36,146	1	0	0	0	N/A
LM T008ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG BAND.	KM	26,486	15	0	7	0	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG BAND.
LM T003ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG BAND.	KM	24,474	8	0	0	0	N/A
LM T006ubd	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG BAND.	KM	22,644	0	0	21	0	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG BAND.
LM T018ua	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG	KM	21,098	0	0	0	0	N/A
LM T018u	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 3/0 AWG	KM	20,944	17	0	0	0	N/A
LM T020u	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG	KM	16,109	58	0	3	0	N/A
LM T029u	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM	15,313	66	0	2	0	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG
LM T029ua	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4 AWG	KM	14,553	0	0	262	0	LÍNEA URBANA 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG
LM T005hr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.	KM	27,828	0	427	0	324	N/A
LM T007hr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 3/0 AWG HOR.	KM	27,577	0	0	0	0	N/A
LM T008hr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.	KM	23,028	0	412	0	152	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4/0 AWG HOR.
LM T003hr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.	KM	20,278	0	119	0	88	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 10 AWG HOR.
LM T006hr	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 4 AWG HOR.	KM	19,791	0	0	0	139	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2 AWG HOR.
LM T018ra	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4/0 AWG	KM	19,050	0	0	0	0	N/A
LM T018r	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 3/0 AWG	KM	17,065	0	323	0	0	N/A
LM T020r	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG	KM	13,566	0	1,508	0	438	N/A
LM T029r	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	KM	12,770	0	1,812	0	3,464	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 10 AWG
LM T029ra	LÍNEA RURAL 34,5 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 4 AWG	KM	12,770	0	0	0	0	N/A

Fuente: Elaboración Propia.

28. USO DE LA RESISTENCIA MÁXIMA DE LOS POSTES PARA EVITAR UN SOBREDIMENSIONAMIENTO DE LA CAPACIDAD MECÁNICA DE LOS MISMO.

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: pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán

Resolución CNEE-203-2024

Página 75 de 121

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 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, luego de la revisión del tipo de apoyos utilizados para las redes de Baja y Media Tensión presentados por el Consultor de la Distribuidora, dentro de los armados definidos en el archivo "DC Unidades Constructivas", hoja "Armados x UC", se observa un error conceptual en el modelo que redundo en un sobredimensionamiento de la clase de los postes:

V5 =MAX(2*ctro_max*SENO(RADIANES(\$X\$3/2))*FSu;2*SUS5*SENO(RADIANES(\$X\$3/2))*FStu+SSSS*CO\$ (RADIANES(\$X\$3/2))*Y_B*FSvu)*BUSCARH(Y3;FRC_MT;2;0)

Parámetros	Unidad	Valor	Zona	Vano	Flecha máxima vertical	Tiro con viento	Tiro combinado máximo (alineación y desvi)	Oscivo max.	Largo apoyos	FS _u	FS _{vu}
Zona		Urbana									
Vano	m	68.2									
Conductor											
Calibre	ACSR	30	Urbana	68.2	0.92	751	802	405		FS _u	1.65 1.1
Tiro máximo admisible	daN	751	Rural	80.6	1.18	751	597	302		FS _{vu}	2.5 1.75
Tensión máxima admisible	daN/mm ²	8.03									
Tensión máxima tra	daN/mm ²	8.03									
Vano crítico											
V _u 1 A-B	m	59.7									
V _u 2 E-1-D	m	Imag									
Estado											
Temperatura	°C										
Velocidad de viento	km/h										
Tensión	daN/mm ²										
Tiro	daN										
Flecha	m										
A	Temperatura mínima	10			0.62	722	0.27				
B	Viento máximo	15			8.03	751	0.53				
C	Temperatura máxima	75			2.58	217	0.82				
D	Temperatura media Actual	20			7.50	621	0.35				

Parámetros	Conductores							
Flecha [m]	477	398	266.8	40	30	10	#2	#4
Zona	Urbana	0.95	0.98	0.82	0.90	0.92	0.95	1.00
	Rural	1.17	1.05	1.05	1.16	1.18	1.20	1.30
Estado	Urbana	477	398	266.8	40	30	10	#2 #4
	Rural	5	5	5	5	5	5	5
Tiroa 3F [daN]	Urbana	477	398	266.8	40	30	10	#2 #4
	Rural	1648	1605	1202.355	987	302	589	428 014
Tiroa 1F [daN]	Urbana	1354	1180	695.45	716	597	443	226 242
	Rural	477	398	266.8	40	30	10	#2 #4
Zona	Urbana	935	311	857.2111	488	465	297	216 159
	Rural	604	590	1449.6234	302	302	224	164 123

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa C, Archivo "DC_Verificación de los apoyos de concreto V1" Hoja "Tiros y Flechas MT" (recuadros en rojo adicionados por la Gerencia de Tarifas)

De lo anterior se puede establecer que de manera adecuada el Consultor de la Distribuidora está aplicando los factores de seguridad, especificados en la normativa:

Zona	Factores de sobrecarga (NTDOID Tabla #13)			Factores de resist. apoyos		Vanos		
	Transversales		Longitudinales	Verticales	Madera	Concreto	m	m
	Tiro	Viento	General					
Urbana	1.65	2.50	1.65	1.50	0.65	1.00	68.2	38.8
Rural	1.10	1.75	1.10	1.50	0.85	1.00	80.6	66.5

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa C, Archivo "DC_Verificación de los apoyos de concreto V1" Hoja "Constantes"

Los factores de seguridad definidos en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución (NTDOID) como se visualizan en el recuadro, corresponden a factores que cronológicamente se ubican dentro de las teorías de esfuerzos máximos admisibles, que es una lógica de diseño que incrementa las cargas variables (en ocasiones por ejemplo la carga de viento se incrementa hasta 2.5 veces con respecto al valor calculado) para luego compararse con la resistencia máxima de los elementos, ya que de compararlo contra la resistencia nominal de los mismos se efectuaría un sobredimensionamiento ya que en el caso de los postes de concreto normalmente se manejan factores de seguridad de 2, esto es si se comparan dichos esfuerzos contra cargas nominales como propone el Consultor de la Distribuidora, los factores de seguridad se incrementarían hasta llegar a ser factores totales de 4 o 5 veces la capacidad del elemento, lo que redundaría en líneas con costos mayores que los valores eficientes.

LONGITUD METROS	DIAMETRO EXTERIOR CENTIMETROS		PESO LIBRAS W	ALTS. POSTE METROS	RESISTENCIA DE DISEÑO FACTOR DE SEGURIDAD 2 A 1. des.
	PUNTA	BASE			
6.50	12.0	21.7	600	1.15	300
8.00	16.5	28.5	1,250	1.30	500
9.00	16.5	30.0	1,400	1.40	500
9.14	16.5	30.2	1,450	1.40	500
10.60	16.5	32.5	2,100	1.56	500
12.00	16.5	34.5	2,400	1.70	750
12.19	16.5	34.8	2,500	1.72	750
13.70	16.5	37.0	3,600	1.87	1,000

Fuente: Catalogo de postes Atlas.

Como puede revisarse en el cuadro adjunto, para el caso de la marca Atlas, que es históricamente uno de los mayores proveedores de postes de la Distribuidora, el factor de seguridad es 2; es decir, que la resistencia nominal del poste debe multiplicarse por 2 para llegar al valor máximo de resistencia del poste, el cual es el que debe ser comparado con las cargas mayoradas con los factores de seguridad para establecer la aplicabilidad de un determinado poste para un conjunto de cargas.

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, y considerando lo indicado previamente, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar en las UCC de redes de baja y media tensión, para el caso de los postes de concreto, las clases de postes resultantes de comparar la resistencia de los postes en su condición de carga máxima (y no la carga nominal) con respecto a las cargas incrementadas con los factores de seguridad, corrigiendo el sobredimensionamiento inducido considerando las resistencias nominales de los postes.

29. PROGRAMAS DE INVERSIÓN

Los Términos de Referencia en su numeral 4.7 indican, "... Con base en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión. "

La Ley General de Electricidad en su artículo 61 establece que: "...En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

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

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

OBSERVACIÓN:

Con respecto a las propuestas de programas de inversión presentadas por el Consultor de la Distribuidora, correspondientes al informe presente, se concluye lo siguiente en relación con la sección de planes de expansión planteados:

- a) Inversiones por expansión horizontal del servicio, numeral 1.4.7.1 del Informe G1 Etapa C, este programa deberá ser ajustado dentro de los parámetros de la observación 43, correspondiente a la expansión horizontal de la red de la Distribuidora.
- b) Inversión por sustitución de Acometidas, numeral 1.4.7.2 del Informe G1 etapa C, no será reconocido dentro de los costos de distribución del próximo quinquenio, y podrá reconocerse en tarifas hasta que sea efectivamente ejecutado por la Distribuidora con los ajustes indicados en la observación 17 y siempre y cuando la distribuidora plantee resultados de reducción de pérdidas que hagan viable económicamente dicho programa.
- c) Planes de Electrificación Rural, numeral 1.4.7.4 del Informe G1 etapa C, no será reconocido en ningún caso dentro de los costos de distribución del próximo quinquenio, derivado que en ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.
- d) Subestación Móvil + Generador, numeral 1.4.7.5 del Informe G1 etapa C, no será reconocido dentro de los costos de distribución del próximo quinquenio.
- e) Proyecto GDR +BESS, numeral 1.4.7.6 del Informe G1 etapa C, no será reconocido dentro de los costos de distribución del próximo quinquenio.

Adicionalmente, se requiere al Consultor de la Distribuidora incluir un programa de inversión para atender las necesidades de compensación de potencia reactiva en la red de la Distribuidora (no en la cabecera del circuito, sino en tramos intermedios de los circuitos donde se determine que es necesario), el cual deberá incluir entre otros lo siguiente:

Identificación e instalación de compensadores de potencia reactiva

Observaciones Etapa D - DEOCSA

30. AÑOS TARIFARIOS

Los Términos de Referencia en su numeral 1.2 establecen: "...Próximo período tarifario: Quinquenio comprendido entre el período del 01 de noviembre de 2024 al 31 de octubre de 2029..."

El Consultor de la distribuidora realiza los balances de energía y potencia, real y optimizado utilizando como referencia años calendario; sin embargo, los años del pliego tarifario de la distribuidora no son coincidentes con este criterio, ya que inician en noviembre y finalizan en octubre de cada año.

Movimiento de energía		2024	2025	2026	2027	2028	2029	Prom 25 - 29	
Concepto	Unidad								
MT	E Ingres. Calcul.	MWh	2.147.804	2.194.335	2.210.329	2.249.455	2.300.505	2.366.436	2.264.212
	Pe MT	MWh	139.707	148.014	156.339	164.650	172.948	181.250	164.640
	Venta MT	MWh	312.501	313.414	281.779	269.637	274.376	300.563	287.954
	E Ingres. TMB	MWh	1.695.596	1.732.908	1.772.212	1.815.168	1.853.181	1.884.622	1.811.618
	Pe TMB	MWh	36.606	37.235	37.866	38.493	39.118	39.744	38.491
	E Ingres. BT	MWh	1.658.990	1.695.673	1.734.345	1.776.675	1.814.064	1.844.878	1.773.127
	Pe BT	MWh	38.543	40.848	43.232	45.718	48.161	50.551	45.702
	Pe Acom.	MWh	8.935	9.217	9.503	9.772	10.000	10.183	9.735
	Pe Med.	MWh	15.258	15.739	16.228	16.687	17.076	17.389	16.624
	AP	Venta AP	MWh	59.982	55.367	53.928	55.575	57.295	59.083
BT	Venta BT s/AP	MWh	1.395.752	1.439.717	1.484.508	1.526.496	1.562.078	1.590.708	1.520.701
	PNT	MWh	140.519	134.786	126.946	122.426	119.453	116.964	124.115

Fuente: Archivo "DC_Proj Global y Espacial" hoja "MovEPOpt".

Por lo que el Consultor de la Distribuidora deberá adecuar sus cálculos considerando que los años tarifarios inician en el mes de noviembre y finalizan en el mes de octubre.

OBSERVACIÓN:

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.2 de los Términos de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora que adecue los cálculos presentados para los balances optimizados considerando que los años tarifarios inician en noviembre y finalizan en el mes de octubre de cada año.

31. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN MT, FACTOR DE PÉRDIDAS ARMÓNICAS Y PÉRDIDAS EN LOS MEDIDORES EN BT

a. Pérdidas en MT

Sobre este tema, el numeral 5.2.9. de los Términos de Referencia indica que: "Las pérdidas técnicas óptimas de potencia en MT para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo a lo establecido en la Etapa C.

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

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

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía óptimas en base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo a las curvas

características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C.”

Al analizar lo presentado en el archivo “DC_Proj Global y Espacial.xlsx”, hoja “MovEPOpt”, se observan los siguientes resultados para las pérdidas técnicas de la Distribuidora:

Movimiento de Potencia														
Datos necesarios para construir el movimiento de potencia														
Rubro	Concepto	Unidad	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Pérdidas de Energía	Pe Técnica MT	%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%
	Pe Técnica TMB	%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
	Pe Técnica BT	%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%
	Alfa (ENT/EvBT)	%	15.3%	14.1%	15.5%	13.9%	12.0%	12.1%	12.1%	12.2%	12.2%	12.2%	12.2%	12.2%
	Pe BT Equivalente	%	16.1%	15.2%	16.3%	15.1%	13.7%	13.8%	13.8%	13.8%	13.9%	13.9%	13.9%	13.9%
Factores de Carga	MT	%	56.9%	58.3%	58.4%	62.3%	63.7%	63.8%	63.8%	63.8%	63.5%	63.4%	63.3%	63.5%
	TMB	%	57.0%	58.4%	58.6%	61.8%	63.2%	63.3%	63.3%	63.4%	63.5%	63.6%	63.8%	64.0%
	BT	%	57.6%	59.0%	59.2%	62.3%	63.8%	63.8%	63.9%	64.0%	64.0%	64.1%	64.3%	64.5%
Factores de Carga de Pérdidas	MT	%	39.8%	41.3%	41.4%	45.8%	47.6%	47.6%	47.7%	47.6%	47.3%	47.1%	47.1%	47.2%
	TMB	%	39.8%	41.4%	41.7%	45.2%	47.0%	47.0%	47.1%	47.2%	47.3%	47.4%	47.6%	47.8%
	BT	%	40.5%	42.0%	42.3%	45.9%	47.6%	47.6%	47.7%	47.8%	47.9%	48.0%	48.2%	48.5%
Pérdidas de Potencia (Macro)	MT	%	9.8%	9.6%	9.6%	9.3%	9.1%	9.1%	9.1%	9.1%	9.2%	9.2%	9.2%	9.2%
	TMB	%	3.3%	3.3%	3.3%	3.2%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%
	BT	%	4.6%	4.6%	4.6%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.4%	4.4%
Pérdidas de Potencia	Pp Técnica MT	%	9.8%	9.8%	9.6%	9.3%	9.1%	9.1%	9.1%	9.1%	9.2%	9.2%	9.2%	9.2%
	Pp Técnica TMB	%	3.3%	3.3%	3.3%	3.2%	3.2%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%
	Pp Técnica BT	%	4.6%	4.6%	4.6%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.4%	4.4%
	Alfa	%	15.3%	14.1%	15.5%	13.9%	12.0%	12.1%	12.1%	12.2%	12.2%	12.2%	12.2%	12.2%
	Pp BT Equivalente	%	17.3%	16.4%	17.4%	16.2%	14.7%	14.8%	14.8%	14.8%	14.9%	14.9%	14.9%	14.8%

Fuente: Informe G1: “Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor”, DEOCSA, Soporte Etapa A1, Archivo “DC_Proj Global y Espacial.xlsx” Hoja “MovEP”

Los valores anteriores, al referirlos a la entrada de la red de la distribuidora, da como resultado lo siguiente:

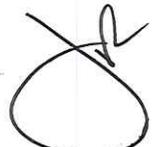
	Energía (MWh)	%PT/Eingresada en MT
Pérdidas Técnicas Promedio en MT	157,321	6.82%
Pérdidas Técnicas Promedio en BT	45,812	2.52%

A continuación, se indica el resultado de pérdidas para otras distribuidoras de Latinoamérica, mayoritariamente rurales (todos los porcentajes de pérdidas están referidos a la entrada en media tensión):

País	Perú	Perú	Perú	Chile	Chile	Chile	Chile
Empresa	SEAL	ELECTROCENTRO	ELECTROSUR ESTE	CGE DISTRIBUCION SA	SAESA	ENEL	FRONTEL GRUPO SAESA
Periodo Tarifario	2019-2023	2019-2023	2019-2023	2020-2024	2020-2024	2020-2024	2020-2024
Año Dato	2018	2018	2018	2019	2019	2019	2019
PÉRDIDAS TOTALES*	7.92%	8.13%	9.27%	5.72%	4.47%	3.87%	8.84%
PÉRDIDAS TECNICAS MT**	1.88%	1.13%	3.28%	2.01%	1.57%	1.17%	2.96%
PÉRDIDAS TECNICAS BT	7.48%	5.47%	5.28%	3.49%	4.29%	2.94%	5.24%
PÉRDIDAS NO TECNICAS	2.56%	2.56%	2.56%	4.17%	2.30%	2.17%	4.91%

*Total de perdidas sobre entrada MT

Fuente: Elaboración Propia



Se reiteran todas las falencias encontradas y expuestas en la observación 1 del presente documento referente a la trazabilidad de la Etapa C, y lo indicado en la observación 27, por lo que este valor debe modificarse por el resultado técnico de lo expuesto en dichas observaciones, que en ningún momento podrá ser superior a un 3%.

b. Factor de pérdidas armónicas (MT, TMB y BT)

El Consultor de la Distribuidora en el estudio justifica de la siguiente forma la inclusión de un factor adicional del 10% a las pérdidas por los armónicos, de la siguiente manera:

Pérdidas consideradas en el estudio

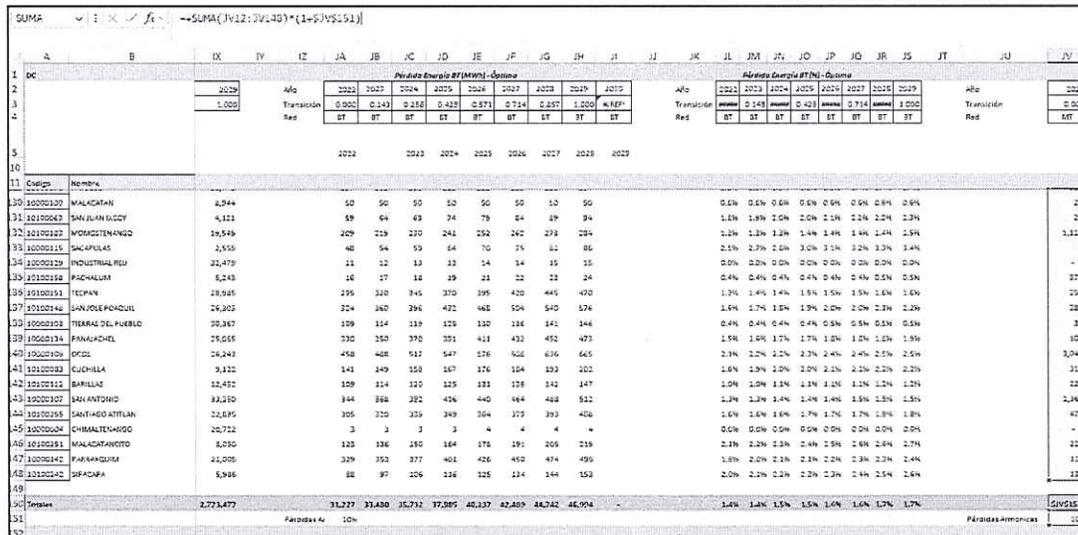
Debido a la complejidad de modelar con precisión un sistema de distribución real con cargas no lineales, se ha adoptado un enfoque conservador basado en una revisión de múltiples estudios presentados en el informe. Tomando como referencia los estudios mencionados y considerando un escenario donde la gran mayoría de las cargas están en zonas rurales, se estima que las pérdidas por armónicos en los conductores de la red eléctrica aumentan hasta un 10%.

Soportes de los estudios de pérdidas asociadas a los armónicos sobre la red de BT:

1. An Approach to Quantify the Technical Impact of Power Quality in Medium Voltage Distribution Systems. University of Johannesburg. F.M. Dlamini.
2. "Influence of Harmonics on Medium Voltage Distribution System ". IJECE. O. Arikan, C. Kocatepe, G. Ucar, Y. Hacialiefendioglu. 2015
3. "Estimation of power losses caused by supraharmonics ". Ilmedia. Novitskiy, Alexander; Schlegel, Steffen; Westermann, Dirk.2020

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa D, numeral 2.1.2.1.1.3, pagina 25, efectos en redes de MT.

En el proceso de cálculo de las pérdidas eficientes por nivel de tensión, el Consultor de la Distribuidora propone la aplicación de *Factores de Incremento de Pérdidas* los cuales no están incluidos en los Términos de Referencia y que pondera en un 10%. Este cálculo no tiene trazabilidad en las memorias de cálculo de los archivos de sustento. En la gráfica a continuación colocada, se evidencia que el Consultor de la distribuidora presenta como valor pegado las magnitudes de las variables utilizadas para definir los valores de los factores de incremento de pérdidas propuestos.



Código	Nombre	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
30	10000100	8,944	50	50	50	50	50	50	50
31	10100087	4,121	59	63	74	79	84	89	94
32	10100127	16,548	209	219	230	241	252	262	273
33	10000115	3,550	40	54	59	64	70	75	81
34	10000029	32,479	11	12	13	13	14	14	15
35	10100108	8,243	10	17	18	19	21	22	24
36	10100101	18,945	295	320	345	370	395	420	445
37	10100146	26,302	324	360	396	432	468	504	540
38	10000103	30,367	109	114	119	125	130	136	141
39	10000114	25,056	330	350	370	391	411	432	452
40	10000106	24,249	458	488	517	547	576	606	636
41	10100083	9,132	141	149	158	167	176	184	193
42	10100110	12,492	109	114	120	125	131	136	141
43	10000107	33,310	344	368	392	416	440	464	488
44	10100105	22,895	305	320	335	349	364	379	393
45	10000004	20,712	3	3	3	3	4	4	4
46	10100101	8,050	122	136	150	164	178	191	205
47	10000142	21,005	329	353	377	401	426	450	474
48	10100142	6,986	88	97	106	116	125	134	144
49	Totales	2,773,477	31,277	33,630	35,712	37,585	40,137	42,489	44,742
50	Pérdidas %	10%	1.4%	1.4%	1.5%	1.5%	1.6%	1.6%	1.7%

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa D, Archivo "Perdidas x Alimentador - DC" Hoja "ResultadoRDR"



Como puede apreciarse en el extracto de archivo Excel mencionado, los valores que componen la aplicación de este factor adicional incrementa en un 10% el monto calculado de pérdidas. Dicha situación se replica en la transformación MT/BT y en la red de BT, de acuerdo con lo indicado por el Consultor de la Distribuidora:

Pérdidas consideradas en el estudio

Debido a la complejidad de modelar con precisión un sistema de distribución real con cargas no lineales, se ha adoptado un enfoque conservador basado en una revisión de múltiples estudios presentados en el informe. Tomando como referencia los estudios mencionados y considerando un escenario donde la gran mayoría de las cargas están en zonas rurales, se estima que las pérdidas por armónicos en los conductores de la red eléctrica aumentan hasta un 10%.

Soportes de los estudios de pérdidas asociadas a los armónicos sobre la red de BT:

1. An Approach to Quantify the Technical Impact of Power Quality in Medium Voltage Distribution Systems. University of Johannesburg. F.M. Dlamini.
2. " Influence of Harmonics on Medium Voltage Distribution System ". IJECE. O. Arikan, C. Kocatepe, G. Ucar, Y. Hacialiefendioglu. 2015
3. "Estimation of power losses caused by supraharmonics ". Ilmedia. Novitskiy, Alexander; Schlegel, Steffen; Westermann, Dirk.2020

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa D, numeral 2.1.1.4.1.3, pagina 19, estimación de pérdidas por armónicos en transformación MT/BT.

Pérdidas consideradas en el estudio

Dada la complejidad que conlleva el modelado de sistemas de distribución que incluya cargas no lineales, se ha adoptado un enfoque conservador basado en una exhaustiva revisión de múltiples estudios presentados en el informe. Al considerar el análisis de estos estudios y contextualizarlos en un escenario donde la penetración de dispositivos electrónicos no es tan extensa en las zonas atendidas por la empresa, y dado que estos son los principales generadores de armónicos, se estima que los efectos de los armónicos en los conductores de la red eléctrica incrementan las pérdidas un 10%. Esta estimación se realiza dentro de un margen prudente, considerando además que el rango de pérdidas puede oscilar entre un 5% y un 25%, según lo reportado en los estudios revisados.

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa D, numeral 2.1.1.3.1.3, pagina 13, estimación de pérdidas por armónicos en redes de BT.

Los Términos de Referencia en el numeral 5.2.4 indican: "...Las pérdidas técnicas óptimas de potencia en BT, incluirán las pérdidas óptimas de la red de baja tensión, acometidas y medidores, para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C..."

Los Términos de Referencia en el numeral 5.2.6 indican: "...Las pérdidas técnicas óptimas de potencia en los centros de transformación, para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C..."

Finalmente, los Términos de Referencia en el numeral 5.2.9 indican: "...Las pérdidas técnicas óptimas de potencia en MT, para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Etapa C..."

Resolución CNEE-203-2024

Página 83 de 121

Por lo que, el Consultor de la distribuidora está aplicando factores de incremento de pérdidas que no están incluidos en el procedimiento establecido en los Términos de Referencia vigentes a la fecha actual.

c. Pérdidas en medidores

En el informe: "DC_Informe Etapa D.pdf" el Consultor de la Distribuidora presenta estos valores para las pérdidas en los medidores:

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Prom 25 - 29
Pe MT	%	8.12%	8.30%	8.53%	8.82%	9.23%	9.54%	9.80%	9.98%	9.49%
Pe TMB	%	1.78%	1.71%	1.65%	1.62%	1.61%	1.58%	1.55%	1.52%	1.58%
Pe BT	%	1.81%	1.85%	1.91%	1.97%	2.06%	2.13%	2.19%	2.23%	2.12%
Pe Acom.	%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.42%	0.41%	0.41%	0.41%
Pe Med.	%	0.69%	0.70%	0.69%	0.70%	0.71%	0.71%	0.71%	0.70%	0.70%
Total técnica	%	12.81%	12.96%	13.19%	13.51%	14.01%	14.39%	14.67%	14.84%	14.30%

Fuente: "Página 46 del informe DC_Informe Etapa D.pdf"

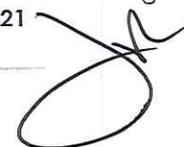
Dichos valores están sustentados por el análisis que se efectúa en el archivo Excel: "Acometidas y medidores DC DR.xlsx" el cual se muestra en la siguiente tabla:

10	Energuate					
11	Grupo de usuarios	Item	Marca	Modelo	Pérdidas volt. [W]	Cantidad de medidores instalados
12	BTS	1	SHENZHEN STAR	DDS26D	2.0	205,624
13				DDS26	2.0	175,415
14		2	ITRON	SIMOB	0.8	80,099
15				LUMEN3MD	1.0	142,295
16		3	NANSEN	LUMEN3MD3F	1.0	103,747
17				DDS720	0.8	221,952
18		4	SHENZHEN CLOU	DDS719	2.0	50,314
19				SCER361GA	1.0	34,395
20		5	SEOCHANG	SCER161GA	1.0	205,585
21				POSEIDON2W	0.5	36,791
22		6	HENNK METERING	POSEIDON3W	0.5	79,710
23				HXE12-DL2A	0.6	33,412
24		7	HEXING	HXE12-DL1A	0.6	5,023

Fuente: "Hoja: Modelos de medidores, del archivo: Acometidas y medidores DC DR.xlsx"

Sin embargo, al comparar las fichas técnicas presentadas por el consultor de la Distribuidora y las fichas técnicas publicadas por los fabricantes de los medidores en la dirección: <https://clouglobal.com/single-phase-meter-dds720/>; se encontró una diferencia en el consumo (pérdidas) de los medidores: Shenzhen Clou DDS720 y Shenzhen Star DDS26D.

Según el numeral 5.1.9. párrafo 3 de los Términos de Referencia "Las pérdidas medias de potencia de los equipos de medición resultarán de lo establecido de acuerdo con los análisis realizados a los medidores en laboratorios de medición certificados para realizar dichas actividades, o información obtenida a partir de los catálogos de fabricantes."



SHENZHEN CLOUD ELECTRONICS CO., LTD.

DDS720



DDS720

Single phase electronic meter for residential, commercial and industrial use. It is the most accurate and reliable meter in the market.

The meter has high accuracy and low loss. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use.

The meter is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use.

Main Technical Parameter

Item	Parameter
Accuracy Class	1.0(Active)
Rate Voltage	110V;120V;220V;230V;240V
Nominal(Max) Current	10(80)A;10(80)A;10(100)A
Reference frequency	50 Hz/60 Hz
Working voltage range	0.7 Un ~ 1.2 Un
Start current	0.004Ib(1.0)
V circuit power loss	≤2W/10VA
I circuit power loss	≤4VA
Energy display	5 integers and 1 decimal
Working temperature	-25 ~ +65 °C
Limit temperature	-40 ~ +70 °C
Storage and transportation temperature	-40 ~ +70 °C
Average relative humidity	≤95%
protection rate	IP54
Designed life span	≥15 years

Shenzh

SHENZHEN CLOUD ELECTRONICS CO., LTD.

DDS720



DDS720

Single phase electronic meter for residential, commercial and industrial use. It is the most accurate and reliable meter in the market.

The meter has high accuracy and low loss. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use.

The meter is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use.

Main Technical Parameter

Item	Parameter
Accuracy Class	0.5/1.0(Active)
Rate Voltage	110V;120V;220V;230V;240V
Nominal(Max) Current	5(60)A;10(80)A;10(100)A
Reference frequency	50 Hz/60 Hz
Working voltage range	0.7 Un ~ 1.2 Un
Start current	0.004Ib(1.0)
V circuit power loss	≤0.4W/0.6VA
I circuit power loss	≤0.3VA
Display	LCD
Working temperature	-25 ~ +65 °C
Limit temperature	-40 ~ +70 °C
Storage and transportation temperature	-40 ~ +70 °C
Average relative humidity	≤95%
protection rate	IP54
Designed life span	≥15 years

SHENZHEN CLOUD ELECTRONICS CO., LTD.

DDS260



DDS260

Single phase electronic meter for residential, commercial and industrial use. It is the most accurate and reliable meter in the market.

The meter has high accuracy and low loss. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use.

The meter is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use. It is suitable for long-term use.

SPECIFICATIONS

Model	DDS260 (MIDDE)
Standards	IEC 62052-21, IEC 62053-21 IEC 62052-22, IEC 62053-22
Rate Voltage	110V, 120V, 220V, 230V, 240V 110V, 120V, 220V, 230V, 240V 110V, 120V, 220V, 230V, 240V
Current	Basic current: 5A/15A Maximum current: 50A/150A Starting current: 0.004Ib
Accuracy Class	Active: Class 1.0/2.0 Reactive: Class 2.0/3.0
Power Consumption	Voltage circuit: ≤2W/10VA Current circuit: ≤0.3VA
Frequency	50/60Hz/±5%
Temperature Range	Operation: -25 ~ +75 °C Storage: -40 ~ +85 °C
Humidity Range	≤95%RH
Ingress Protection	IP54
Casing Material	PC+GF
Introspect Constant	Active Energy: 1600imp/kWh Reactive Energy: 1600imp/kVarh
Communications	Local communication: RS485, Modbus Remote communication: GPRS, 4G, 5G, LTE, NB-IoT, LoRa, ZigBee, etc.

MIDDE DDS260

Medidor electrónico monofásico multifunción



Datos Técnicos

Marca	MIDDE
Modelo	DDS260
Normas	IEC 62052, IEC 62053, IEC 62056
Tensión Nominal	220/240 Vac
Corriente	Corriente Nominal: 5A Corriente Máxima: 100A Corriente de Arranque: 40 mA
Clase de Exactitud	1 Activa, 2 Reactiva
Consumo de Potencia	Circuito de Tensión: <1.5 W, 5V Circuito de Corriente: <1VA
Frecuencia	50 Hz
Constante de pulsos	1600imp/kWh, 1600 imp/kVarh
Comunicación	Optical Port, IrDA
Protocolo de Comunicación	IEC 61107
Display	LCD de 8 Dígitos, Registra 6 Dígitos
Grado de protección	IP54
Temperatura de Operación	-25 °C a +70 °C

Fuente: Elaboración Propia, comparación de fichas técnicas (izquierda ficha presentada por el Consultor de la Distribuidora y derecha fichas en la web <https://cloudglobal.com/single-phase-meter-dds720/>)

OBSERVACIÓN:

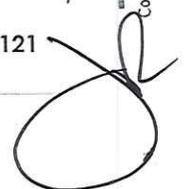
- a. Se requiere al Consultor de la Distribuidora modificar sus modelos de cálculo de las pérdidas de la red de MT con base en las observaciones 1 referente a la trazabilidad de los flujos de carga (Etapa C) y observación 27 referente a la optimización de la red de MT referente a la Etapa C, ya que existe una falta de razonabilidad en los valores presentados, respecto del valor de pérdidas técnicas de media tensión que debe estar debajo de un 3% de la energía de entrada a la red. Por lo anterior, se requiere rectificar los cálculos y revisar los modelos tal como se indicó en la argumentación en párrafos anteriores. Se requiere remitir las correspondientes memorias de cálculo y las bases asociadas para simular los flujos de carga en NEPLAN necesarios para determinar las pérdidas de la red de MT tanto en AUD como en RDR, así como todos los modelos indicados en el numeral 4.4.3 de los Términos de Referencia, para cumplir con uno de los principios más importantes de nuestro marco legal, en el sentido que las instalaciones deben ser adaptadas a la demanda que atienden.
- b. De acuerdo a los Términos de Referencia, en los numerales 5.2.4, 5.2.6 y 5.2.9, con base en el análisis realizado por esta Comisión, se solicita al Consultor de la Distribuidora que retire de los cálculos de pérdidas eficientes los factores de incremento de pérdidas por armónicos, ya que no están contemplados en el procedimiento establecido en los Términos de Referencia, no existe una debida trazabilidad de la estimación de dichos factores, y finalmente tal como el Consultor de la Distribuidora ha expuesto con detalle en la proyección de la demanda, la gran mayoría de la demanda es del tipo rural, con poca penetración de dispositivos no lineales que son los generadores de los armónicos; por lo cual, para la presente revisión tarifaria no se considera procedente la inclusión de dichos factores.
- c. En cumplimiento al numeral 5.1.9 párrafo 3 de los Términos de Referencia. Se le requiere al Consultor de la Distribuidora que cambie el consumo (pérdidas) de los medidores DDS720 y DDS26D de 0.8 w y 2 w respectivamente a 0.4 w para el DDS720 y 1.5 w para el medidor DDS26D y haga las correcciones correspondientes para el cálculo del porcentaje de pérdidas en medidores, con los nuevos valores, integrando dichos datos al modelo de cálculo.

Observaciones Etapa E - DEOCSA

32. ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los Términos de Referencia en su numeral 6.3.3 inciso d) indican:

"i. Personal: Deberá responder a una estructura de una empresa eficiente, como punto de partida para establecer la empresa eficiente se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de



personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo con los principios de la empresa eficiente.

ii. Materiales y repuestos: Deberán adoptarse los valores de referencia eficientes (Etapa B), adicionalmente deberá sustentarse fehacientemente las cantidades en base a las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, de requerir cantidades distintas, estas deberán justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo con los principios de la empresa eficiente. Los materiales que correspondan a reposición de los activos deberán indicarse, pero no incluirse dentro de la totalización de costos de operación y mantenimiento ya que la reposición está contenida dentro del cálculo del FRC. Para la presentación de los recursos necesarios para la actividad deberá completarse la tabla contenida en el Apéndice 4 de estos Términos de Referencia...

...iv. Vehículos, asignando tiempos medios de uso y distancias medias a recorrer: Para la determinación de sus costos se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B de los presentes TdR. Para definir los tiempos medios y distancias a recorrer deberán ser sustentados fehacientemente con las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia. Se considera necesario agregar historial GPS de los vehículos de la Distribuidora."

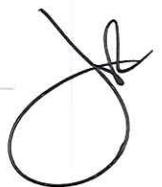
La Ley General de Electricidad establece en su artículo 73 que: "...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

La Distribuidora incluye las siguientes actividades dentro de los costos de explotación:

Tipo	Actividad	Nombre	Unidad	Frecuencia
Preventivo	Retranqueos	MT/BT-Preventivo-Retranqueos	# de postes	1.50%
Preventivo	Cambio de Conectores	MT-Preventivo-Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	25.00%
Correctivo	Cambio de Fusible	MT-Correctivo-Cambio de Fusible	# de Fusibles	50.00%
Preventivo	Cambio de Puente Secundario	MT/BT-Preventivo-Cambio de Puente Secundario	km de red	9.50%
Correctivo	Inspección de Acometida	BT- Preventivo -Inspección de Acometida y medidor	# de Acometidas	9.50%
Preventivo	Numeración de Elementos de Red	MT/BT-Preventivo-Numeración de Elementos de Red	km de red	100.00%

Fuente: archivo "DC_Modelo O&M", "O&M"

Sin embargo, en el cálculo de la anualidad de la inversión se reconoce el concepto de reposición de activos que han llegado al final de su vida útil, con los costos que conllevan estas reposiciones; es decir, el Valor Nuevo de Reemplazo implica una red totalmente nueva que no requiere mayores actividades de Mantenimiento; razón por la cual, la mayoría de actividades deberían tener frecuencias de ocurrencia correspondiente a una red eficiente.



La actividad MT/BT-Preventivo-Retranqueos también debe tener una frecuencia acorde a una red nueva. La misma debe considerarse con una frecuencia menor a la planteada por la Distribuidora pues la red debió ser diseñada de tal manera que no se tenga inconvenientes con propiedad de bienes inmuebles.

En el caso de la actividad "MT-Correctivo-Cambio de Fusible" la frecuencia propuesta de 50% corresponde a una red ineficiente, por lo cual, se debería realizar el cambio a un valor en el orden del 10%.

El caso de la actividad "MT/BT-Preventivo-Reconductorado" y "MT/BT-Correctivo-Cambio de conductor por deterioro" tampoco aplica para una empresa eficiente de referencia.

La actividad "BT-Preventivo-Inspección de Acometida y Medidor" con una frecuencia propuesta de 9.50%, tiene un valor sobredimensionado; adicional, se está proponiendo la actividad "BT-Correctivo-Rep. Acometida", así mismo se está incluyendo la actividad "MT/BT-Preventivo-Inspección de línea" la cual debería englobar la inspección de las líneas y de todas sus partes.

La actividad "MT/BT-Preventivo-Numeración de Elementos de Red" debe tener un valor mínimo debido a que una empresa eficiente realiza la numeración desde la construcción.

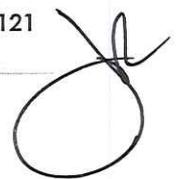
También se observa la utilización del camión y grúa en varias actividades, siendo necesario el conjunto camión y grúa únicamente en las siguientes actividades:

Tipo	Actividad	Nombre
Correctivo	Cambio de postes concreto	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes concreto
Correctivo	Cambio de postes madera	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes madera
Preventivo	Retranqueos	MT/BT-Preventivo-Retranqueos
Correctivo	Cambio de Conectores	BT-Correctivo-Cambio de Conectores
Correctivo	Reemplazo de Reconector	MT/BT-Correctivo-Reemplazo de Reconector

Fuente: archivo "DC_Modelo O&M", hoja "O&M"

El resto de las actividades no necesitan la utilización de camión y grúa de forma conjunta.

En el caso de las siguientes actividades es suficiente con 1 persona (3 es excesivo) para su realización:



Actividad	Nombre
Inspección de línea	MT/BT-Preventivo-Inspección de línea
Termografías líneas	MT/BT-Preventivo-Termografías líneas
Cambio de Bushing B.T.	BT-Correctivo-Cambio de Bushing B.T.
Rep. Acometida	BT-Correctivo-Rep. Acometida

Fuente: archivo "DC_Modelo O&M", hoja "O&M"

Las frecuencias presentadas para las reposiciones a efectuar, deben ser frecuencias justificadas por sucesos que estén fuera del alcance de la Distribuidora, y no por sustitución de activos por vida útil que ya está reconocida en el cálculo de la anualidad. Las frecuencias propuestas se consideran sobredimensionadas. Por ejemplo, "MT/BT-Preventivo-Anclajes" tiene 3% propuesto lo cual implica que si la red de Baja Tensión dura 25 años, al cabo de los 25 años se habría cambiado el 75% de todos los anclajes, lo cual es excesivo; por lo que, se debe revisar todas las frecuencias propuestas y tomar en cuenta la duración de los activos de manera que no resulte que al final se ha reemplazado más del 40% del total de los mismos.

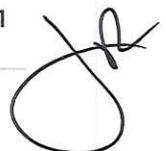
OBSERVACIÓN:

De acuerdo con los Términos de Referencia, numeral 6.3.3, y al artículo 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a) Utilizar en las actividades de operación y Mantenimiento de los costos de explotación las frecuencias mostradas a continuación:

Tipo	Actividad	Nombre	Unidad	Frecuencia CNEE
Preventivo	Retranqueos	MT/BT-Preventivo-Retranqueos	# de postes	1.00%
Preventivo	Cambio de Conectores	MT-Preventivo-Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	2.00%
Correctivo	Cambio de Fusible	MT-Correctivo-Cambio de Fusible	# de Fusibles	10.00%
Preventivo	Cambio de Puente Secundario	MT/BT-Preventivo-Cambio de Puente Secundario	km de red	1.50%
Correctivo	Inspección de Acometida	BT-Correctivo-Inspección de Acometida y medidor	# de Acometidas	1.50%
Preventivo	Numeración de Elementos de Red	MT/BT-Preventivo-Numeración de Elementos de Red	km de red	1.00%

- b) Para la actividad "MT-Correctivo-Cambio de Fusible" sustituir la frecuencia propuesta por 10%.
- c) Respecto a los vehículos utilizados eliminar la grúa de todas las actividades, excepto de las siguientes:



Tipo	Actividad	Nombre
Correctivo	Cambio de postes concreto	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes concreto
Correctivo	Cambio de postes madera	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes madera
Preventivo	Retranqueos	MT/BT-Preventivo-Retranqueos
Correctivo	Cambio de Conectores	BT-Correctivo-Cambio de Conectores
Correctivo	Reemplazo de Reconector	MT/BT-Correctivo-Reemplazo de Reconector

d) En el caso de las siguientes actividades incluir en los costos de explotación una (1) persona para su realización:

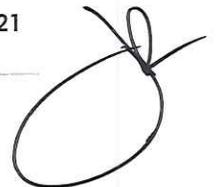
Actividad	Nombre
Inspección de línea	MT/BT-Preventivo-Inspección de línea
Termografías líneas	MT/BT-Preventivo-Termografías líneas
Cambio de Bushing B.T.	BT-Correctivo-Cambio de Bushing B.T.
Rep. Acometida	BT-Correctivo-Rep. Acometida

33. SISTEMAS INFORMÁTICOS DE DISTRIBUCIÓN (VNR NO ELÉCTRICO)

Los Términos de Referencia en el numeral 1.6.3 establecen 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. Todos los valores deberán ser referenciados, no se permitirá ni se aceptarán memorias de cálculo con valores pegados.

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



Los Términos de Referencia en el numeral 6.5.3.1 inciso f) establecen que: "...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 Términos de Referencia en el numeral 6.7 establecen que:

"Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a. Resumen de los costos de explotación:
 - i. Costos Directos de operación y mantenimiento
 - ii. Costos Directos de comercialización.
 - iii. Costos Indirectos.
- b. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.
- c. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Comercialización, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.
- d. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Indirectos, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE..."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente: "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

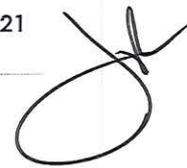
"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "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..."

"...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."

"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 Distribuidores deberán contratar con firmas Consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los



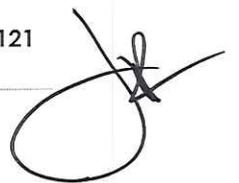
estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

La Distribuidora en el archivo Excel "DC_DR Activos No Eléctricos", hoja "Hardware y Software" presenta una serie de costos de hardware y software sobre los cuales es posible indicar las siguientes inconsistencias o irregularidades:

C11			
A	B	C	D
1	APLICACIONES INFORMÁTICAS		
2			
3			
4	DEOCSA		
5		VNR (USD)	Negocio
6	Gestión Distribución	16,951,577	O&M
7	SCADA	455,615	O&M
8	GIS	829,288	O&M
9	Sistema Comercial	16,049,036	COM
10	Sistema Administración Centrales Software	3,888,593	ADM
11	TOTAL	38,174,108	
12			

Fuente: archivo "DC_DR Activos No Eléctricos", hoja "Hardware y Software"

- Según lo consignado por la Distribuidora, la fuente de estos datos es un estudio tarifario del regulador de Chile, el cual únicamente presenta los valores totales asociados al número de clientes de las Distribuidoras de referencia, lo cual no es fundamento suficiente para determinar la valoración correspondiente en DEOCSA, esto no permite tener la suficiente trazabilidad, incumpliendo con el numeral 6.7 de los Términos de Referencia.
- Siendo los sistemas de Hardware y Software específicos de la Distribuidora lo correcto es que se tome como referencia los valores utilizados y pagados por la Distribuidora para luego determinar el valor que se debe incorporar en los costos de explotación, fundamentándose de esta manera el costo de estos ítems, considerando la experiencia y práctica de la Distribuidora.
- La Distribuidora DEOCSA comparte muchos de los activos con la Distribuidora DEORSA, así como con la Transportista RECSA; por lo cual, el monto a reconocer en los costos de explotación debería corresponder a una fracción asociada únicamente a la Distribuidora DEOCSA.



ATD	Empresa Referencia	Hardware VNR Macro (M\$)	Software VNR Macro (M\$)	TOTAL M\$	Ciudadanos 2019	M\$/cliente
1	ENEL	332,949	30,350,757	30,683,706	1,942,780	16
2	EDELMAG	4,965	62,353	67,317	61,397	1
3	CHILQUINTA	2,523,570	15,712,223	18,235,792	612,350	30
4	CGED	238,333	4,473,676	4,712,009	2,943,523	2
5	SAESA	1,086,340	5,787,609	6,873,949	452,370	15
6	FRONTEL	18,675	44,358	63,033	367,116	0
7	EEPA	98,537	44,731	143,268	60,393	2
8	COOPREL	7,924	28,541	36,465	6,997	5
9	CEC	7,001	22,853	29,854	11,759	3
10	COPELEC	-	-	-	66,085	-
11	CRELL	5,418	74,745	80,163	29,179	3
12	COELCHA	7,787	32,445	40,232	15,525	3

Fuente: archivo "DC_DR Activos No Eléctricos", hoja "Hardware y Software"

El Consultor de la Distribuidora ha indicado que ante la falta de información de costos que pudieran tomar como referencia, ha recurrido a referencias de costos internacionales, sin embargo; se encuentra disponible la información de los valores aprobados en la última revisión de DEOCSA.

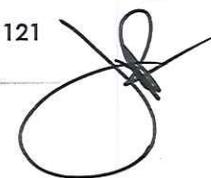
OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3, 6.5.3.1 y 6.7 de los Términos de Referencia, los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora, para determinar el valor eficiente de las aplicaciones informáticas propuestas, presentar los costos reales pagados por la Distribuidora por este concepto, adjuntando toda la documentación de soporte de estos costos (facturas, registros contables, contratos, etc.), con su correspondiente vinculación a un archivo Excel donde se detalle cada valor del costo propuesto. Los costos y la frecuencia de las actualizaciones de software de gestión deberán corresponder a valores de mercado. Si no se presenta el sustento anteriormente indicado deberá utilizar los valores del estudio vigente indexados a través del Índice de Precios al Productor, INDUSTRIAL COMMODITIES LESS FUELS (WPU03T15M05) al año base del estudio, los cuales corresponden a los siguientes valores base a 2016 y que pueden ser indexados a su equivalente a 2022:

	VNR (USD)	Negocio
Gestión Distribución	6,300,581	O&M
SCADA	2,499,868	O&M
GIS	544,861	O&M
Sistema Comercial	7,801,267	COM
Sistema Administración Centrales Hardware	281,208	ADM
Sistema Administración Centrales Software	3,102,267	ADM
TOTAL	20,530,052	

34. PROGRAMA DE COMBATE A LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La Ley General de Electricidad en sus artículos 61 y 71 establece que: "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 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 Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 85 y 97, indica que: "...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 período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

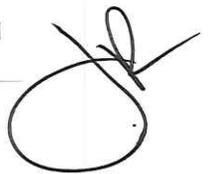
"Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras,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

El Consultor de la Distribuidora presenta en su informe y dentro del archivo "Programa PNT 2024-2029.xlsx" los montos que propone sean reconocidos en concepto de combate a pérdidas no técnicas:

Plan de Pérdidas 2023 - DEOCSA					TdC	7.85222	dic-22	
					TAI	9.33%		
					VU	25 años		
Año	% Reducción respecto de la Energía Inyectada	Pérdida no técnica remanente en el sistema (MWh)	Venta neta acumulada por recupero de energía (MWh)	Normalizaciones Anuales	Costo Anual (USD)	Costo Anual OPEX (USD)	Anualidad acumulada del CAPEX (USD)	Costo Anual CAPEX (USD)
2024	0.10%	140,519	1,060	80,947	9,674,953	8,605,593	1,069,360	10,226,392
2025	0.40%	134,786	6,119	80,487	10,856,913	8,675,273	2,181,640	10,636,829
2026	0.40%	126,946	12,070	78,184	12,070,949	8,757,667	3,313,282	10,821,995
2027	0.30%	122,426	16,171	76,052	13,315,732	8,849,052	4,466,679	11,030,048
2028	0.25%	119,453	19,266	76,098	14,620,789	8,956,964	5,663,825	11,448,413
2029	0.25%	116,964	21,816	76,762	15,999,948	9,090,367	6,909,581	11,913,284

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa E, archivo "Programa PNT 2024-2029", hoja "ResumenEnerguate"

Estos montos corresponden aproximadamente a un promedio de 13 MUSD, integrados de la siguiente forma, en los costos de distribución:



Costos de distribución											Informe
DEOCSA											Etapa E
Negocio	Concepto	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Prom 25-29
MT	O&M	USD	18,082,654	18,471,568	18,859,772	19,284,166	19,700,395	20,196,871	20,751,253	21,185,777	20,223,692
BT	O&M	USD	31,797,515	32,696,803	33,539,213	34,378,521	35,206,220	36,159,567	37,073,498	37,806,420	36,144,925
COM_BT	Costos directos comercia	USD	29,840,926	30,916,859	31,938,930	32,910,408	33,834,054	34,712,564	35,548,523	36,344,559	34,670,021
COM_BT	Combata de PNT	USD			10,602,037	12,013,667	13,238,032	14,422,815	15,373,873	17,157,032	14,529,850
COM_BT	Incebrables	USD	22,450,736	21,759,483	19,758,815	17,895,020	16,133,558	14,185,518	17,090,574	9,855,760	14,052,328
COM_MT	Costos directos comercia	USD	652,093	680,893	710,547	738,131	762,199	787,222	813,230	844,694	789,095
COM_MT	Combata de PNT	USD									
ADM	Estructura central	USD	24,290,358	24,290,358	24,290,358	24,290,358	24,290,358	24,290,358	24,290,358	24,290,358	24,290,358
ADM	Indemnizaciones person	USD	1,338,302	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693
ADM	Total Fopinde patronal	USD	342,399	342,399	440,227	440,227	440,227	440,227	440,227	440,227	440,227
ADM	Fondo de becas	USD	18,192	18,192	18,192	18,192	18,192	18,192	18,192	18,192	18,192
ADM	Seguros personal	USD	1,717,606	1,717,606	1,717,606	1,717,606	1,717,606	1,717,606	1,717,606	1,717,606	1,717,606
ADM	Estudio Tarifario	USD				101,875	101,875	101,875	101,875	101,875	101,875
ADM	VNR No Eléctrico ADM	USD	2,134,618	2,134,618	2,134,618	2,134,618	2,134,618	2,134,618	2,134,618	2,134,618	2,134,618
ADM	Costo depósito de garant	USD	49,247	49,247	49,247	49,247	49,247	49,247	49,247	49,247	49,247
ADM	Mantenimiento Fondo Mi	USD	3,953,615	4,125,965	4,252,799	4,357,314	4,464,665	4,580,196	4,684,217	4,772,947	4,571,868
ADM	Costo garantía calidad su	USD	2,067,625	2,067,625	2,067,625	2,067,625	2,067,625	2,067,625	2,067,625	2,067,625	2,067,625
ADM	Ajuste por Otros Ingresos	USD	-1,404,416	-1,444,135	-1,481,342	-1,518,430	-1,554,970	-1,597,077	-1,637,443	-1,674,231	-1,596,430

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa F, archivo "DC-VADU", hoja "Opex"

Las principales acciones planteadas son las siguientes:

Normalizaciones usuarios BTS (Masivas): Son todas aquellas normalizaciones dispersas que se ejecutan en campo para la detección del hurto y deterioro de la medida. Está dirigido a clientes residenciales, comercios, bombas de agua, antenas telefónicas, entre otros que se caracterizan por registrar consumos de demanda menor a 11 kW. Para lograr ejecutar una normalización se requiere inspeccionar a tres clientes.

Normalizaciones usuarios No BTS (Grandes y medianas demandas): Son todas aquellas normalizaciones realizadas a todos aquellos clientes que demandan una potencia por sobre 11 KW. Este tipo de clientes suelen ser, entre otros: Grandes Comercios, PYMES, Bombas de Agua y Hoteles. Considera el control del parque de Alumbrado Público.

Proyectos de inversión de Medidas Técnicas (PIMT) / Gestión Social: son proyectos planificados en zonas de alta conflictividad que tienen como objetivo recuperar la zona de concesión y poder normalizar las áreas que presentan altos niveles de pérdidas. En estos proyectos se efectúan blindajes de la medida y de la red, para minimizar el riesgo de las conexiones ilegales de los clientes. La normalización de este grupo de clientes incluye la gestión social, ya que es necesario entablar comunicación con los líderes de la comunidad que se resisten a ser normalizados. Para ello es necesario contar con el apoyo de seguridad, gobernación, alcaldes, abogados y personal de investigación.

En la siguiente tabla se resume la cantidad de acciones de normalización que se prevé ejecutar en el periodo 2024 – 2029.

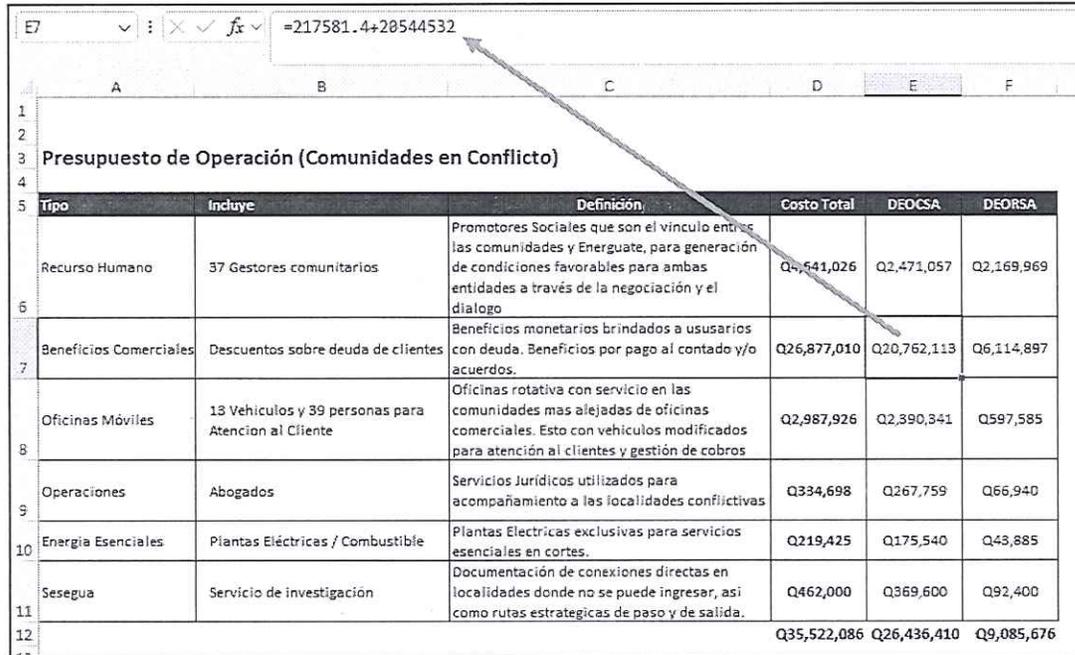
Acciones de normalización por iniciativa

Iniciativa	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Masivos (Usuarios BTS)	52,375	51,915	51,956	52,168	53,151	55,065
Grandes Clientes (Usuarios No BTS)	448	448	448	448	448	448
PIMT	28,124	28,124	25,780	23,436	22,499	21,249
Total	80,947	80,487	78,184	76,052	76,098	76,762

Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Informe "DC_Informe Etapa E", páginas 38 y 39.



Sin embargo, al revisar la información contenida en el archivo "Programa PNT 2024-2029.xlsx", se presentan los cálculos que parten de valores tipo texto (pegados), sin ninguna referencia, trazabilidad ni sustento, tal como se indicó en las observaciones generales, y como se puede observar más adelante. Adicionalmente, dentro de este mismo archivo, existen algunas celdas en donde se efectúan cálculos que carecen de trazabilidad, tal como se muestra en la imagen a continuación:



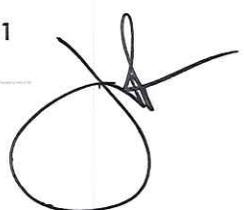
Tipo	Incluye	Definición	Costo Total	DEOCSA	DEORSA
Recurso Humano	37 Gestores comunitarios	Promotores Sociales que son el vínculo entre las comunidades y Energuate, para generación de condiciones favorables para ambas entidades a través de la negociación y el dialogo	Q4,541,026	Q2,471,057	Q2,169,969
Beneficios Comerciales	Descuentos sobre deuda de clientes	Beneficios monetarios brindados a usuarios con deuda. Beneficios por pago al contado y/o acuerdos.	Q26,877,010	Q20,762,113	Q6,114,897
Oficinas Móviles	13 Vehículos y 39 personas para Atención al Cliente	Oficinas rotativa con servicio en las comunidades mas alejadas de oficinas comerciales. Esto con vehiculos modificados para atención al clientes y gestión de cobros	Q2,987,926	Q2,390,341	Q597,585
Operaciones	Abogados	Servicios Jurídicos utilizados para acompañamiento a las localidades conflictivas	Q334,698	Q267,759	Q66,940
Energía Esenciales	Plantas Eléctricas / Combustible	Plantas Eléctricas exclusivas para servicios esenciales en cortes.	Q219,425	Q175,540	Q43,885
Sesegua	Servicio de investigación	Documentación de conexiones directas en localidades donde no se puede ingresar, así como rutas estrategicas de paso y de salida.	Q462,000	Q369,600	Q92,400
			Q35,522,086	Q26,436,410	Q9,085,676

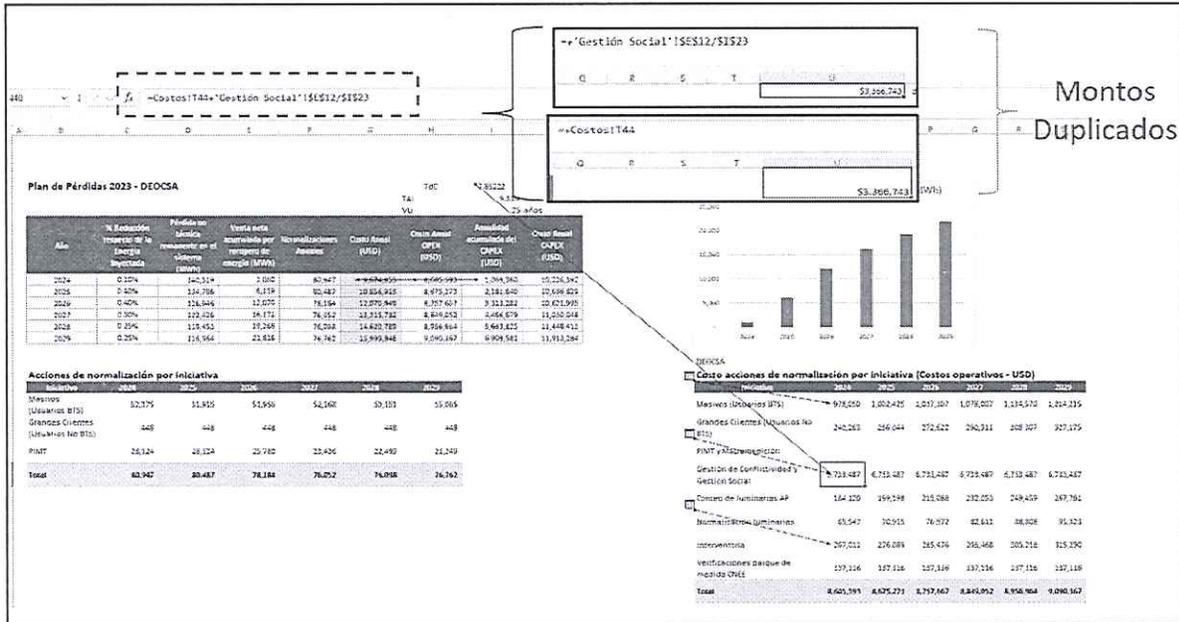
Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa E, archivo "Programa PNT 2024-2029", hoja "Gestion Social"

Dentro de los temas de fondo analizados en la propuesta expuesta por el Consultor de la Distribuidora, se encuentra la partida denominada:

Beneficios Comerciales: Descuento sobre deuda de clientes. Esta partida está en el orden de 20.7 millones de quetzales anuales para DEOCSA, constituyendo un monto que se trasladaría de un grupo de usuarios a otro, incumpliendo de esta manera lo dispuesto en la Ley General de Electricidad; por lo que no es viable la inclusión de esta partida en ningún caso.

Adicional lo anterior, en la revisión del modelo de cálculo presentado por el Consultor de la Distribuidora, se encontró un error considerable que duplica el monto de esta partida, la cual no es procedente; generando en la práctica un monto de casi 7 millones de dólares al año, a la anualidad a trasladar a los usuarios de la Distribuidora.





Fuente: Informe G1: "Estudio Tarifario, Propuesta del Distribuidor", DEOCSA, Soporte Etapa E, archivo "Programa PNT 2024-2029", hoja "ResumenEnerguate"

Por otra parte, al analizar lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora es posible indicar que:

- a. El marco regulatorio vigente reconoce los costos de una empresa eficiente de referencia, cuya actividad comercial, entre otras, contempla la gestión óptima de las pérdidas no técnicas.
- b. El planteamiento de trasladar a la tarifa, los costos de programas comerciales adicionales a las actividades comerciales que ya contemplan una gestión óptima de las pérdidas no técnicas, implica el reconocimiento de ineficiencias y sobrecostos que contravienen lo dispuesto en el marco regulatorio en cuanto a trasladar a tarifas costos eficientes.
- c. Históricamente se ha observado que, los montos reconocidos por este concepto en revisiones tarifarias anteriores han venido incrementando, lo anterior se comprueba al observar la siguiente tabla:

Periodo (años)	Monto Quinquenal Reconocido por Gestión de Pérdidas No Técnicas
2004-2009	USD 7,376,640
2009-2014	USD 11,114,155
2014-2019	USD 12,575,300
2020-2024	USD 28,942,675

La inclusión de este programa será viable con la proyección de Pérdidas No Técnicas -PNT- en MWh/año siguiente:

Proyección de Pérdidas No Técnicas Máximas (MWh/Año)				
2025	2026	2027	2028	2029
134,786	123,504	112,221	100,939	89,656

OBSERVACIÓN:

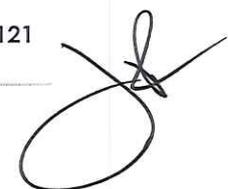
En cumplimiento a lo establecido en los artículos 61 y 71 de la Ley General de Electricidad, y los artículos 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se indica al Consultor de la Distribuidora que lo propuesto en las actividades siguientes:

- a. Costos de "Normalización Masivas" y de Grandes Clientes
- b. Costos de verificaciones comerciales
- c. Proyectos de inversión de medidas técnicas (PIMT)/Gestión Social (de conflictividad)
- d. Control de pérdidas
- e. Costos segregados

Referente a la Gestión de Pérdidas No Técnicas y con la estructura propuesta en el estudio actual, los resultados planteados por el Consultor de la Distribuidora, no se considera viable la inclusión de este programa dentro de los costos de distribución para el siguiente quinquenio. Podrá ser reconocido como parte de los costos de distribución, siempre y cuando su propuesta de inversión se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere, retirando para ello, de la parte de Gestión Social, la partida de Beneficios Comerciales, especificando las demás partidas de dicho programa conforme el detalle requerido por los Términos de Referencia y planteando una meta de reducción del nivel de pérdidas no técnicas de acuerdo a lo indicado en el cuadro de proyección denominado "**Proyección de Pérdidas No Técnicas Máximas (MWh/Año)**", valor que será el límite de eficiencia máximo a partir del cual deberá iniciar cualquier análisis que se efectúe en el Quinquenio de 2029 a 2034.

35. INDEMNIZACIONES CALIDAD (COSTO DE GARANTÍA CALIDAD SUMINISTRO)

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 6.5.3.2 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 técnica y económicamente es inviable alcanzar los niveles de calidad establecidos en las NTSD, deberá determinar con cálculos específicos los índices que no se podrán cumplir con los niveles requeridos y determinar la sanción correspondiente. A este análisis, deberá incluir un informe detallado de las sanciones efectivamente pagadas en los últimos 10 años incluyendo como mínimo fecha de pago, comprobante de pago, índice trasgredido y monto pagado. Basado en dicho informe, la CNEE analizará y determinará las sanciones razonables a reconocer."*, y en su numeral 8.2 que: *"...Todos los archivos Excel que presente el Distribuidor, deberán ser trazables, dejando constancia de los vínculos y operaciones realizadas, de manera que esta Comisión pueda replicar todos los análisis y cálculos entregados. No serán aceptados valores sin la correspondiente trazabilidad."*



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

"Una componente razonable de sanciones correspondiente a una empresa que preste un servicio con una calidad de servicio adecuada, según las normas que establezca la Comisión."

"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."

El Consultor de la Distribuidora presenta dentro de su informe de la etapa E "DC_Informe Etapa E", en la página 60, el siguiente requerimiento por este concepto:

6.3.4. Indemnizaciones por calidad

El Art. 82 inc. h) del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el cual establece que dentro de los costos a ser considerados a los efectos del cálculo de tarifas base, debe contemplarse una componente de sanciones.

En este sentido y atendiendo a la normativa, se revisó y ajustó esta componente. Para ello, se optó por utilizar el valor de multa óptima calculado en la Etapa C, la cual surge como consecuencia de la

Página | 60



QUANTUM



ENERGUATE
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE S.A.

optimización de la red y la conveniencia económica, para el sistema en su conjunto, de recibir una multa por Energía No Suministrada en lugar de realizar todas las inversiones correspondientes para que la ENS alcance los niveles admisibles.

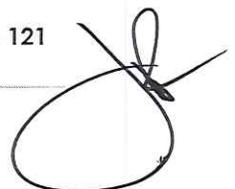
Multa óptima calculada en USD de Dic 2022

	2022
DC Indemnizaciones calidad	2 067 625

Luego, a los efectos de incluir la multa en el período tarifario, se mantuvo el valor calculado constante para el período 2023-2029. A continuación, se presentan los valores utilizado en la proyección de las multas por calidad:

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
DC Indemnizaciones calidad	2 067 625	2 067 625	2 067 625	2 067 625	2 067 625	2 067 625	2 067 625	2 067 625


 Comisión Nacional de Energía Eléctrica -
 Guatemala
 Secretario General



El Consultor de la Distribuidora no cumple con lo establecido en los Términos de Referencia ya que no presenta 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. En su lugar presenta un cálculo realizado en la etapa C, que indica, corresponde a la optimización de la red y la conveniencia económica; adicionalmente, el cálculo mostrado en el informe correspondiente a la etapa C carece de trazabilidad.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 6.5.3.2 y 8.2, y a los artículos 82, 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora excluir cualquier monto en concepto de "Costo garantía calidad suministro", ya que el diseño y dimensionamiento de la red óptima de referencia y la gestión eficiente de la red de distribución de referencia determinan que este concepto no debe incluirse. Por lo tanto, se acepta la propuesta de la distribuidora planteada en la página 85 del informe correspondiente a la Etapa C "DC_Informe Etapa C – Modulo C1.pdf" denominado: Programa para cumplir con los niveles de calidad definidos en las NTSD (Back Ups), que será reconocido según lo establecido en la observación 29 abordado en la etapa C de este documento.



QUANTUM



Sumando ambas indemnizaciones, se obtiene un total de **8,117,723** de Quetzales por semestre.

En caso esta multa no sea reconocida en tarifa, la empresa estaría obligada a realizar obras que permitan realizar vinculaciones entre alimentadores o back ups, según se presenta en el punto 1.4.8.1, con el objetivo de llevar esta multa a cero.

36. PERSONAL ASIGNADO A LA ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 6.5.3.1 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."

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

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

"...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."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente: "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

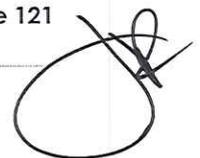
"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "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..."

"...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."

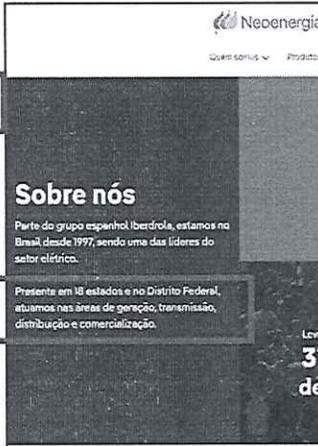
"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

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



La propuesta de Estructura Central presentada por la Distribuidora en el archivo "DC_DR Estructura Central.xlsx" tiene como base los modelos presentados en las hojas "Inputs Modelo - Total Muestra" e "Inputs Modelo - Cluster". Al realizar la revisión de ambas hojas, es posible determinar que las empresas que el Consultor de la Distribuidora está utilizando como base, no son homologables a la misma, ya que no atiende únicamente a actividades de distribución, también cuentan con actividades relacionadas a la transmisión en Alta y Extra Alta Tensión.

DADOS GERAIS		CELPE
Arquivo		2009 AP 008 Res ER CELPE.xlsx
Período da Revisão Tarifária		4
Cluster EC		3
ATIVOS FISICOS		TOTAL
Linha Aérea EAT		8
Linha Aérea AT		3.895
Rede Aérea BT		46.005
Rede Subterrânea AT		4
Rede Subterrânea MT		6
Rede Subterrânea BT		654.794
Postes MT		1.176.183
Postes BT		182.753
Postes BT com		104.94
Vao medio MT		33.85
Vao medio BT		118.633
Km totais		97.810
IP		
Nº Trafos MT		
MERCADO		TOTAL
Consumidores BT		2.783.281
Consumidores MT		4.827
Consumidores AT		47
Consumidores TOTAL		2.788.155
Energia em teste		
Mercado Calvo (MWh)		9.540.293
Mercado Livre (MWh)		472.726
Energia injetada (MWh)		11.885.806



Fuente: Elaboración propia con base al archivo "DC_DR Estructura Central.xlsx"

OBSERVACIÓN:

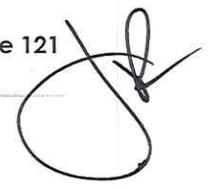
En cumplimiento al numeral 6.5.3.1 de los Términos de Referencia y a los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar el modelo de Estructura Central del estudio vigente, con las ampliaciones a la estructura indicadas, establecidas con base al crecimiento de la red y del número de usuarios que se muestra a continuación:

Nivel	Puesto	Cantidad	Nivel	Puesto	Cantidad
Dirección General			Gerencia de Telecomunicaciones		
L1	Director General	1	L3	Gerente	1
L8	Secretaria	1	L8	Secretaria	2
Gerencia de Relaciones Institucionales			L5	Analista Sr	8
L3	Gerente	1	L6	Analista Jr	4
L8	Secretaria	1	L7	Asistente	2
L5	Analista Sr	3	Dirección de Operaciones		
L6	Analista Jr	2	L2	Director	1
L7	Asistente	2	L8	Secretaria	1
Gerencia de Auditoria Interna			Gerencia de Operaciones		
L3	Gerente	1	L3	Gerente	1
L5	Analista Sr	2	L5	Analista Sr	12
L6	Analista Jr	2	L6	Analista Jr	15
L7	Asistente	2	L7	Asistente	6
Gerencia de SySD, Calidad y MA			Gerencia de Mantenimiento		
L3	Gerente	1	L3	Gerente	1
L5	Analista Sr	5	L5	Analista Sr	7
L6	Analista Jr	1	L6	Analista Jr	5
L7	Asistente	2	L7	Asistente	2
Gerencia de Asistencia legal			Gerencia de Planeamiento del Sistema Eléctrico		
L3	Gerente	1	L3	Gerente	1
L8	Secretaria	4	L5	Analista Sr	17
L5	Analista Sr	5	L6	Analista Jr	8
L6	Analista Jr	5	L7	Asistente	4
L7	Asistente	1	Gerencia de Coordinación con Sectores		
Gerencia de Regulación y Tarifas			L3	Gerente	1
L3	Gerente	1	L8	Secretaria	5
L8	Secretaria	1	L5	Analista Sr	5
L5	Analista Sr	5	L6	Analista Jr	5
L6	Analista Jr	1	L7	Asistente	5
L7	Asistente	1	Gerencia de Medición y Pérdidas		
Gerencia de Mercado Eléctrico Mayorista			L3	Gerente	1
L3	Gerente	1	L5	Analista Sr	12
L5	Analista Sr	1	L6	Analista Jr	3
L6	Analista Jr	1	L7	Asistente	1
L7	Asistente	1	Dirección Comercial		
Gerencia de administración de personal			L2	Director	1
L3	Gerente	1	L8	Secretaria	1
L8	Secretaria	1	Gerencia de Defensoría de Clientes		
L5	Analista Sr	3	L3	Gerente	1
L6	Analista Jr	2	L6	Analista Jr	4
L7	Asistente	2	Gerencia Comercial		
Gerencia de Formación y Desarrollo			L3	Gerente	1
L3	Gerente	1	L8	Secretaria	1
L8	Secretaria	2	L5	Analista Sr	1
L5	Analista Sr	2	L6	Analista Jr	1
L6	Analista Jr	2	L7	Asistente	1
L7	Asistente	1	Gerencia de Finanzas		
Gerencia de Administración e Impuestos			L3	Gerente	1
L3	Gerente	1	L8	Secretaria	2
L8	Secretaria	4	L5	Analista Sr	3
L5	Analista Sr	13	L6	Analista Jr	2
L6	Analista Jr	9	L7	Asistente	2
L7	Asistente	6	Gerencia de Administración e Impuestos		
Gerencia de Control de Gestión			L3	Gerente	1
L3	Gerente	1	L5	Analista Sr	3
L5	Analista Sr	3	L6	Analista Jr	1
L6	Analista Jr	1	L7	Asistente	1
L7	Asistente	1	Gerencia de Compras y Contrataciones		
Gerencia de Compras y Contrataciones			L3	Gerente	1
L3	Gerente	1	L8	Secretaria	2
L8	Secretaria	2	L5	Analista Sr	8
L5	Analista Sr	8	L6	Analista Jr	3
L6	Analista Jr	3	L7	Asistente	2
L7	Asistente	2	Gerencia de Logística		
Gerencia de Logística			L3	Gerente	1
L3	Gerente	1	L8	Secretaria	1
L8	Secretaria	1	L5	Analista Sr	2
L5	Analista Sr	2	L6	Analista Jr	1
L6	Analista Jr	1	L7	Asistente	1
L7	Asistente	1	Gerencia de Sistemas Informáticos		
Gerencia de Sistemas Informáticos			L3	Gerente	1
L3	Gerente	1	L8	Secretaria	1
L8	Secretaria	1	L5	Analista Sr	6
L5	Analista Sr	6	L6	Analista Jr	2
L6	Analista Jr	2	L7	Asistente	2
L7	Asistente	1	Total Personal Oficina Central		
					353

Fuente: Elaboración propia.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica -
Secretario General



37. INDEMNIZACIONES PERSONAL EX INDE

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 3.2.3 que: "...A los valores anteriores únicamente se adicionará las siguientes cargas sociales:

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

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

Para establecer el porcentaje que corresponde a indemnizaciones, la Distribuidora deberá presentar las políticas de indemnizaciones aplicadas a sus empleados junto con un informe pormenorizado donde se detalle el total de personas que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora en los últimos 5 años; indicando a cuáles se ha pagado la indemnización y a cuáles no. Las indemnizaciones promedio a reconocer corresponderá a multiplicar la indemnización anual equivalente al 8.33% por el cociente de dividir el "monto realmente pagado en concepto de indemnización" respecto del "monto que debería haberse pagado si a todos los empleados desvinculados se les hubiera indemnizado".

También en su numeral 6.5.3.1 establecen que: "Para cada uno de los componentes de los costos indirectos se deberá seguir el siguiente procedimiento:

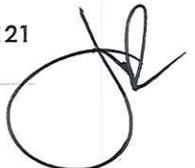
- Se adoptará un horizonte de un año (año base).
- Se deberá proponer la asignación de los costos indirectos entre los usuarios de MT y de BT.
- Se determinará la estructura, insumos, materiales, equipos, instalaciones, vehículos, etc. Para la determinación de los costos indirectos deberá basarse en 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..."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente:

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

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "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..."



“...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.”

“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 Distribuidora en el archivo “DC_DR Estructura Central.xlsx”, hoja “Información General” presenta los siguientes montos identificados como “Otros costos de personal”:

Otros costos de personal	USD año							
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
DC Indemnizaciones personal INDE	1,338,302	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693	1,705,693
DC Total Fopinde patronal	342,399	342,399	440,227	440,227	440,227	440,227	440,227	440,227
DR Indemnizaciones personal INDE	923,500	1,805,466	1,805,466	1,805,466	1,805,466	1,805,466	1,805,466	1,805,466
DR Total Fopinde patronal	235,054	235,054	302,213	302,213	302,213	302,213	302,213	302,213

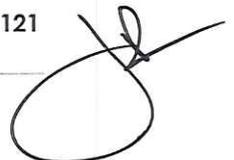
Para el rubro “Otros costos de personal”, el cual contiene lo relativo a las indemnizaciones del personal INDE, el Consultor de la distribuidora presenta dos archivos de sustento, siendo estos “Indemnizaciones INDE” y “Pagos FOPINDE”. En ambos archivos no es posible verificar si el Consultor de la Distribuidora está realizando lo estipulado en los Términos de Referencia en cuanto al cálculo de Remuneraciones, esto no permite verificar si se está descontando de las indemnizaciones a personal Ex INDE la componente de indemnizaciones que ya se ha reconocido a través de las cargas sociales establecidas en los Términos de Referencia.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 3.2.3 y 6.5.3.1 de los Términos de Referencia y a los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar los valores anteriormente mencionados.

38. PUBLICIDAD, CONSULTORÍAS Y AUDITORIAS

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 6.5.3.1 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:

- 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:

- e. Los gastos de honorarios por Consultoría y capacitación deberán responder a un plan estratégico con el detalle suficiente para sustentarlo. Únicamente se reconocerán los gastos por Consultoría en los estudios de Caracterización de Carga y EVAD y aquellos servicios de Consultoría y capacitación, debidamente justificados y detallados en su objeto, alcance y recursos, que permitan a la empresa mantenerse actualizada a los requerimientos del avance tecnológico propios de su funcionamiento."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente: "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

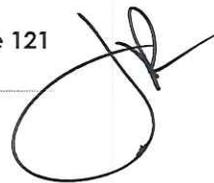
"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "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..."

"...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."

"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..."



Al revisar la información presentada por la Distribuidora, se continúan observando una serie de inconsistencias en las facturas asociadas a Consultorías. El Consultor de la Distribuidora presenta Gastos de Consultoría de actividades propias de la Distribuidora que podrían realizarse con la estructura de empresa eficiente reconocida y que no deben ser trasladadas al usuario contemplando una Empresa Eficiente de Referencia. Siendo estas las facturas asociadas a "Consultorías Fiscales Permanentes", para las que el Consultor indica que la propia empresa no puede certificar sus estados financieros ni realizar las traducciones de estados financieros requeridos por los accionistas, y las facturas asociadas a "Consultorías de Seguridad" para las que el Consultor se limita a indicar que se deben a ciertas actividades específicas que deben ser realizadas por personal altamente capacitado que no está considerado dentro del plantel de la distribuidora. Adicionalmente, dentro de las facturas de respaldo enviadas para estos costos se encuentran algunas que corresponden a Distribución de Correspondencia, Servicio de Habitaciones y Servicio de Restaurantes.

DESCRIPCION	IMPORTE TOTAL
SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN DE CORRESPONDENCIA SERVICIOS DURANTE EL MES DE ENERO 2022 NO. DE PEDIDO 4502064334 NO. DE ACEPTACION LOCAL 1000291444 NO. DE ACEPTACION DEPTAL 1000291445	Q 60,180.00

Fuente: Carpeta "Facturas 6530201400 dcc", Archivo "5100095693"

DESCRIPCIÓN DEL DOCUMENTO					
Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Desc. Otros Impuestos	Otros Impuestos	Total
1.00	Resort Fee	320.40			320.40
1.00	Servicios Habitaciones	9,640.47	ITH	860.76	10,501.23

Fuente: Carpeta "Facturas 6530201400 dcc", Archivo "5100103188"

DESCRIPCIÓN DEL DOCUMENTO					
Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Desc. Otros Impuestos	Otros Impuestos	Total
1.00	Alimentos y bebidas banquetes	7,106.27			7,106.27
1.00	Alimentos y bebidas Restaurant	254.00			254.00
1.00	Servicios A&B Restaurante	30.48			30.48
1.00	Servicios Banquetes	10,389.06			10,389.06

Fuente: Carpeta "Facturas 6530201400 dcc", Archivo "5100103193"

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 6.5.3.1 de los Términos de Referencia y a los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora que:

- Elimine los gastos de Consultoría las facturas que no están directamente asociadas a este rubro.
- Elimine el rubro de Consultorías por los conceptos de "Consultorías de Seguridad" y "Consultorías Fiscales Permanentes" del cálculo de los costos de Consultorías.



39. CONSIDERACIONES ESPECIALES ACTIVOS NO ELÉCTRICOS

Los Términos de Referencia en los numerales 1.6.3, 6.5.3.1 y 6.7 establecen 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. Todos los valores deberán ser referenciados, no se permitirá ni se aceptarán memorias de cálculo con valores pegados.

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

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

Deberán discriminarse como mínimo los siguientes costos:

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

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

- c. Se determinará la estructura, insumos, materiales, equipos, instalaciones, vehículos, etc. Para la determinación de los costos indirectos deberá basarse en costos de una empresa eficiente, para el efecto deberá detallar cada uno de estos, así como los requerimientos de personal, instalaciones, insumos, vehículos y otros, así como sus respectivos costos. Para la determinación de estos deberá atenderse como mínimo lo siguiente: ...

- 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....
- v. Instalaciones: Una vez diseñada la estructura empresarial eficiente, se deberá indicar un costo de alquiler de mercado o lo que resulte más eficiente de cada uno de los inmuebles necesarios, considerando las diferencias regionales que existan. No se reconocerán costos relacionados con inmuebles no afectados directamente al servicio (centros de entretenimiento o descanso, estacionamientos fuera de los edificios, auditorios, centros de capacitación, etc), aunque formen parte del activo del Distribuidor. Para el efecto deberá presentar los costos reales de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia, así como un análisis de costos de propiedad o alquiler de inmuebles."

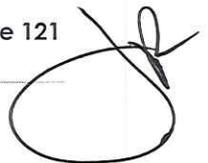
"Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a. Resumen de los costos de explotación:
 - i. Costos Directos de operación y mantenimiento
 - ii. Costos Directos de comercialización.
 - iii. Costos Indirectos.
- b. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.
- c. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Comercialización, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.
- d. Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Indirectos, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente: "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "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..."



"...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."

"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..."

Se revisó nuevamente el criterio utilizado por el Consultor de la Distribuidora en la hoja "Resp.Alquileres" del documento "DC_DR Activos No Eléctricos.xlsx" para la determinación de los precios de alquileres. El Consultor indica que se han utilizado fuentes de acceso público garantizando así la transparencia de la información; que los precios están adaptados a las necesidades de la Distribuidora y que las propiedades en el interior del país son las mejores opciones disponibles.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3, 6.5.3.1 y 6.7 de los Términos de Referencia, los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar los valores de alquiler mostrados a continuación, mismos que se han obtenido de realizar búsquedas en las mismas fuentes propuestas por el Consultor de la Distribuidora.

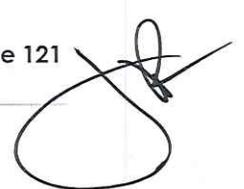
Inmuebles	Valor propuesto (USD/m2/mes)	Valor Requerido (USD/m2/mes)
Oficina Central	17.60	14.52
Oficinas Comerciales	14.14	9.10
Bodegas	6.89	4.32
Parqueo	2.42	2.31

40. PERSONAL PROPIO Y TERCERIZADO SERVICIO TÉCNICO COMERCIAL

De acuerdo con los Términos de Referencia numeral 6.4.1 (Costos Directos de Comercialización, Marco de Referencia), establece 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:



Comisión Nacional de Energía Eléctrica -
Secretario General



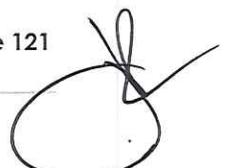
- a) Informar al usuario en su relación con el Distribuidor y la prestación del servicio, por lo que la Distribuidora deberá mantener una comunicación permanente e informativa al usuario respecto de: **i.** derechos y obligaciones de ambas partes. **ii.** Servicios prestados por la Distribuidora **iii.** 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...”.

También en el numeral 6.4.3 (Procedimiento de Cálculo), se indica: “Cada uno de los componentes enumerados en el punto anterior deberá evaluarse según el siguiente procedimiento: ...

Deberá hacer un análisis para la determinación de los costos eficientes de comercialización realizándolo, tanto con personal propio o tercerizando total o parcialmente de las distintas actividades, en caso de existir diferencias en la forma de contratación de las actividades respecto a la forma en que lo hace en la actualidad la Distribuidora, deberá razonar el utilizar criterios distintos. Para los servicios contratados a terceros deberán seguirse los lineamientos establecidos en la etapa B, siempre y cuando a criterio de la CNEE los mismos sean competitivos en relación con los valores de mercado...”.

En los Términos de Referencia en el numeral 3.3.2 COSTOS INDIRECTOS, se establece que: “Los costos indirectos engloban todos los costos adicionales a los directos de material, mano de obra, vehículos y equipos de montaje. Se trata de costos de inversión asociados a la ejecución de un proyecto que, al igual que los directos, deben tenerse en cuenta en el cálculo de la anualidad de los activos y asignarse a los distintos componentes de la instalación. En general, son aquellos relacionados con tareas desarrolladas en oficinas, fuera del sitio de instalación propiamente dicho o bien, en la obra; pero por personal no organizado en forma de brigadas de montaje. Dentro de estos costos también se incluyen



los intereses intercalares los cuales representan el costo de financiamiento de las obras hasta su puesta en servicio.

Se tomarán como referencia los siguientes valores de Costos Indirectos:

- 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 con la duración de los distintos tipos de obra”.*

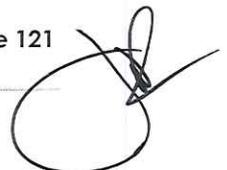
En el caso del personal de Servicio Técnico Comercial el Consultor de la Distribuidora indica que todo el personal es tercerizado en cumplimiento al requerimiento 4 de la GTTE-NotaS2024-98. Los resultados se presentan en el siguiente cuadro:

COSTOS SERVICIO TECNICO COMERCIAL			
Personal Tercerizado			
Concepto	Categoría	T/NT	USD/año
<i>Personal</i>	<i>Personal</i>	<i>NT</i>	<i>6,897,081</i>
<i>Materiales</i>	<i>Insumos</i>	<i>T</i>	<i>344,854</i>
<i>Vehículos</i>	<i>Vehículos</i>	<i>T</i>	<i>2,124,493</i>
<i>EPI,EPC,htas</i>	<i>Insumos</i>	<i>T</i>	<i>809,226</i>
<i>Teléfono, internet y correo</i>	<i>Otros</i>	<i>NT</i>	<i>166,000</i>
<i>Seguridad y Vigilancia</i>	<i>Otros</i>	<i>NT</i>	<i>29,600</i>
<i>Suministro Electricidad y Agua</i>	<i>Otros</i>	<i>NT</i>	<i>6,290</i>
<i>Suministros de Oficina y Varios</i>	<i>Otros</i>	<i>NT</i>	<i>344,854</i>
<i>Servicio de Limpieza</i>	<i>Otros</i>	<i>NT</i>	<i>101,010</i>
<i>Mantenimiento de Edificio</i>	<i>Otros</i>	<i>NT</i>	<i>84,175</i>
Total			10,907,583

G1 (E), Archivo: "DC_Modelo Comercial.xlsx", Hoja: Serv Técnico COM

Al revisar el proceso seguido por el Consultor de la Distribuidora para obtener el valor del Personal en USD/año de 6,897.081, es posible comprobar que este es resultado de la mano de obra por la cantidad de actividades al año y a su vez, la mano de obra se obtiene de los costos unitarios (por hora) del Jefe de Cuadrilla, Oficial, Operario, Peón y Chofer.

Es posible observar que, el valor de los costos unitarios hace referencia a la celda D47, de la hoja: Parámetros, del Excel: "Análisis de Mano de obra.xlsx" tal como se muestra en la siguiente imagen:



Costos unitarios (por hora)	
Concepto	Valor
Jefe de Cuadrilla	28.44
Oficial	$\$D\$47) * 1.23$
Operario	14.75
Peón	10.27
Chofer	

G1 (E), Archivo: "DC_Modelo Comercial.xlsx", Hoja: Serv Técnico COM

El dato al que se hace referencia pertenece al personal propio de la Distribuidora tal como se muestra a continuación:

Horas de trabajo Mensuales	Contratista	Propio
	Horas laborables mes	154.67
Ausentismo mensual (h/mes)	5.23	5.02
Capacitación mensual (h/mes)	5.17	5.17
Horas efectivas mes	144.27	138.22
Horas efectivas día	7.46	7.45
Tiempos refrigerio - art.119 - (h/día)	0.50	0.50
Tiempos de desplazamiento (h/día)	2.26	2.32
Horas de refrigerio y desplazamiento día	2.76	2.82
Ajuste sobre tiempos	58.8%	60.9%
	37.0%	37.8%

G1 (E), Archivo: "Análisis de Mano de obra.xlsx", Hoja: Parametros

Adicionalmente, se puede observar en la tercerización planteada por el Consultor de la Distribuidora, que toma en cuenta rubros como los señalados en la siguiente imagen:

COSTOS SERVICIO TECNICO COMERCIAL			
Personal Tercerizado			
Concepto	Categoría	T/NT	USD/año
Personal	Personal	NT	6,897,081
Materiales	Insumos	T	344,854
Vehículos	Vehículos	T	2,124,493
EPI, EPC, htas	Insumos	T	809,226
Teléfono, internet y correo	Otros	NT	166,000
Seguridad y Vigilancia	Otros	NT	29,600
Suministro Electricidad y Agua	Otros	NT	6,290
Suministros de Oficina y Varios	Otros	NT	344,854
Servicio de Limpieza	Otros	NT	101,010
Mantenimiento de Edificio	Otros	NT	84,175
Total			10,907,583

G1 (E), Archivo: "DC_Modelo Comercial.xlsx", Hoja: Serv Técnico COM

Al ser tercerizados estos rubros ya están contemplados dentro de la estructura del contratista.

OBSERVACIÓN:

Por lo que en cumplimiento al numeral 3.3.2, al 6.4.1 y al 6.4.3 de los Términos de Referencia se requiere utilizar los valores correspondientes al personal contratista para el personal técnico comercial. Adicionalmente, se requiere a el Consultor de la Distribuidora retirar aquellos rubros que por efecto de la tercerización no deberían ser tomados en cuenta (Teléfono, internet y correo; Seguridad y Vigilancia; Suministro Electricidad y Agua; Suministros de Oficina y Varios; Servicios de Limpieza y Mantenimiento de Edificio), ya que están contemplados dentro de la estructura central del contratista.

41. PORCENTAJE DE RELECTURAS

De acuerdo con los Términos de Referencia numeral 6.4.1 (Costos Directos de Comercialización, Marco de Referencia), establece 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: ...*

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..."

En el informe del Consultor de la Distribuidora se indica que se utilizarán los valores de 5% y 8% para las relecturas de media y baja tensión respectivamente, tal como se indica en la siguiente imagen:

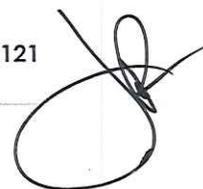
La cantidad de lecturas de MT proviene del producto entre la cantidad de clientes MT por doce, dada la característica mensual de la lectura. Además, se agregó un 5% en función de posibles problemas de accesibilidad en la lectura o errores de lectura del medidor.

La cantidad de lecturas de BT surge del producto entre los clientes de baja tensión por doce, dada la característica mensual de la lectura. Además, se agregó un 8% a la cantidad de lecturas, derivado de posibles problemas de accesibilidad en la lectura o errores de lectura del medidor que requieran nuevas lecturas.

Archivo: "DC_Informe Etapa E v3.pdf", Página: 32

Para el caso de DEOCSA, la Distribuidora cuenta con un total de 1,350,093 clientes, que equivale a 16,201,116 lecturas anuales en baja tensión. Sin embargo, el 8% de relecturas equivale a 1,296,089 clientes, es decir un 96% del total de usuarios de baja tensión. Básicamente el Consultor de la Distribuidora propone tomar la medición de todos los usuarios en lugar de 12 meses, 13 meses, lo cual es una cantidad demasiado elevada de relecturas.

Los datos recopilados por la CNEE (proporcionados por la Distribuidora en las bases de facturación) para el año base 2022, presenta los siguientes valores:



DEOCSA	
Relecturas	37,675
Lecturas Totales Anuales	15,920,787
Porcentaje Relecturas	0.24%

Fuente: Datos recopilados por CNEE, proporcionados por la Distribuidora

OBSERVACIÓN:

Con base al artículo 6.4.1 de los Términos de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora, aplicar un porcentaje máximo de relecturas del 1% para Baja y Media Tensión respectivamente.

42. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL FONDO DE MANIOBRA

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 6.5.3.2 inciso b) que: "b. Costo de Mantenimiento del Fondo de Maniobra o Capital de Trabajo: El Fondo de Maniobra o Capital de Trabajo se define como los fondos líquidos con que debe contar la empresa para el giro ordinario del negocio y cubrir el desfase temporal entre los egresos de efectivo que realiza la empresa y los ingresos que percibe. Para su evaluación y análisis, la Distribuidora podrá informar a la CNEE con el respaldo de memorias de cálculo y la documentación necesaria si existiese algún monto sobre el cual se debe calcular un costo proyectado para el próximo quinquenio."

El Consultor de la Distribuidora dentro de su informe G1 Etapa E presenta en el numeral 6.3.7 lo siguiente:

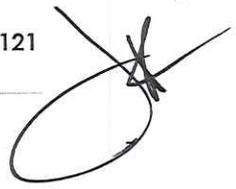
6.3.7. Fondo de maniobra

El mantenimiento del fondo de maniobra se calcula como la tasa de rentabilidad regulada multiplicado por el fondo de maniobra, el cual se calculó de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Se tomaron los datos reales de ingresos correspondientes al año base 2022.
- Se tomaron los costos del modelo de empresa de referencia para el año base 2022.
- Se calculó el fondo de maniobra correspondiente a un mes tipo del año 2022 como la diferencia entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente, asumiendo un uso óptimo de los recursos financieros
- El fondo de maniobra se calculó teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL FONDO DE MANIOBRA	
Stock de Caja y Bancos	20% s/facturación mensual
Stock de Materiales para Mantenimiento	3 meses costos de materiales
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Tarifa Social)	75 días
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Otros Clientes)	60 días
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Alumbrado Público)	60 días
Plazo de Pago de Compra de E y P	60 días
Plazo de Pago a Proveedores de Materiales	45 días
Plazo de Pago a Contratistas	30 días
Alicuota IEMA	2.25%
Plazo de Pago IEMA	30 días
Alicuota IVA	12%
Pago Otros Impuestos	40 días
Plazo de Pago del IVA/ Imp. Alcaldía	15 días
Plazo de Pago Impuesto Ganancias	45 días
Alicuota del Impuesto a las Ganancias	25%

Fuente: Archivo "DC_Informe Etapa E.pdf", inciso 6.3.7, página 63.



De acuerdo con lo indicado en el informe G1 etapa E, el Consultor de la Distribuidora determina el Fondo de Maniobra como la diferencia entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente lo cual en términos financieros se conoce como "Capital de Trabajo". A este resultado lo multiplica por la tasa de costo de capital antes de impuestos, aprobada por la CNEE, con lo cual obtiene el valor propuesto de Fondo de Maniobra o Costo de Capital de Trabajo.

Costo de Mantenimiento de Fondo de Maniobra Año 2022 (USD/año)	
CALCULO DEL FONDO DE MANIOBRA	
	USD
Caja y Bancos	6,995,928
Materiales para Mantenimiento, OOC y ADM	3,595,318
Cuentas a Cobrar (Clientes Comunes)	57,558,988
Cuentas a Cobrar (Gobierno y Municipios)	21,213,576
Cuentas a Cobrar (Alumbrado Público)	2,698,515
IVA Crédito Fiscal	
Total Activo Corriente	92,062,325
Pasivos por Compra de Energía	43,961,562
Pasivos Laborales	-
Pasivos por Compra de Materiales	1,797,659
Pasivos generados con Contratistas	2,024,324
Pasivos por Pagos Otros Impuestos	260,054
IVA Débito Fiscal	1,026,908
Total Pasivo Corriente	49,702,165
FONDO DE MANIOBRA	42,360,161
Costo Mantenimiento Fondo Maniobra	3,953,615

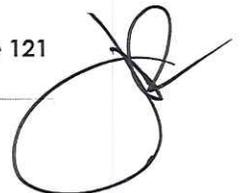
Fuente: Archivo "DC_Informe Etapa E.pdf", inciso 6.3.7, página 65.

Asimismo, el Consultor de la Distribuidora indica que el fondo de maniobra se proyectó, considerando constante la relación costo de mantenimiento del fondo de maniobra respecto al costo de compra de energía del año base, y aplicando este porcentual al costo de compra de energía proyectado para el periodo 2023-2029.

Con base al análisis realizado por esta comisión, se tienen lo siguiente:

Plazo de Pago de Compra de E y P

El Consultor de la Distribuidora propone 60 días de plazo para el Pago de Compra de E y P. De acuerdo con el análisis realizado por esta Comisión, se ha podido establecer que, en función de los plazos de pago establecidos en los contratos de compra de potencia y energía de la Distribuidora, esta tiene un plazo de 84 días calendario para hacer efectivo el pago de las facturas emitidas por los generadores. A continuación, se muestra la cuantificación de dicho plazo:



Mes de abastecimiento	30	días calendario
Emisión del ITE (primeros 13 días hábiles del mes)	19	días calendario
Emisión de factura (10 días hábiles)	14	días calendario
Pago de factura (15 días hábiles)	21	días calendario
Total, días calendario	84	días calendario

Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Tarifa Social)

El Consultor de la Distribuidora propone 75 días para el ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza de la Tarifa Social. De acuerdo con lo establecido en el pliego tarifario a partir del día 61 la Distribuidora cobra un interés por mora. Por lo tanto, el plazo para el Ciclo Lectura-Facturación-Cobranza para Tarifa Social se determina en 60 días, similar al ciclo de los usuarios de Otros Clientes y Alumbrado Público.

Plazo de Pago a Proveedores de Materiales y a Contratistas

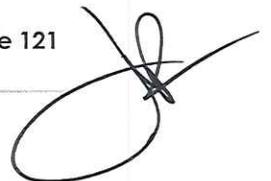
El Consultor de la Distribuidora propone 45 días de plazo para el pago a proveedores de materiales y 30 días para el pago de contratistas. Esta Comisión considera que la Distribuidora puede negociar mayores plazos de pago, por lo que se considera un plazo eficiente de 60 días para el pago de Proveedores de Materiales y Contratistas.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 6.5.3.2, inciso b), de los Términos de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora lo siguiente:

- a) Aplicar un plazo de 84 días para el Pago de Compra de E y P
- b) Aplicar un plazo de 60 días para el ciclo Lectura-Facturación-Cobranza (Tarifa Social).
- c) Aplicar un plazo de 60 días para el pago a Proveedores de Materiales y a Contratistas.

Aplicando las premisas anteriores y tomando el modelo de cálculo enviado por el Consultor de la Distribuidora, el fondo de maniobra para el año base 2022 queda de la siguiente forma:



CALCULO DEL FONDO DE MANIOBRA - DEOCSA	USD
Caja y Bancos	6,995,928
Materiales para Mantenimiento, OOC y ADM	3,595,318
Cuentas a Cobrar (Clientes Comunes)	46,047,190
Cuentas a Cobrar (Gobierno y Municipios)	21,213,576
Cuentas a Cobrar (Alumbrado Público)	2,698,515
IVA Crédito Fiscal	
Total Activo Corriente	80,550,528
Pasivos por Compra de Energía	61,546,186
Pasivos Laborales	-
Pasivos por Compra de Materiales	2,396,879
Pasivos generados con Contratistas	4,048,648
Pasivos por Pagos Otros Impuestos	260,054
IVA Débito Fiscal	1,026,908
Total Pasivo Corriente	69,910,333
FONDO DE MANIOBRA	10,640,195
Costo Mantenimiento Fondo Maniobra	993,085

Fuente: Elaboración Propia

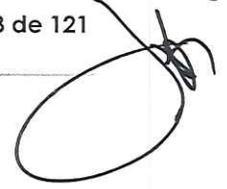
Observaciones Etapa F - DEOCSA

43. CRECIMIENTO HORIZONTAL DE LA DEMANDA

Los Términos de Referencia en el numeral 1.6.3 establecen que: "...La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados. Todos los valores deberán ser referenciados, no se permitirá ni se aceptarán memorias de cálculo con valores pegados.

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

Los Términos de Referencia en el numeral 2.7 inciso h) establecen que: "h. Se deberá incluir la tasa de crecimiento de la demanda discriminada en su componente vertical y horizontal para cada una de las áreas de estudio. Las tasas de crecimiento vertical y horizontal deberán expresarse para la demanda de energía, por departamento y a nivel general. A su vez, dichas tasas deben ser presentadas en Áreas Urbanas en Damero (AUD) y Resto de Red (RDR)."



El Consultor de la Distribuidora presenta para el período 2022-2029 un crecimiento del VNR del 18.5% el cual no es coherente con la tasa de crecimiento de la demanda y los activos normalmente asociados a la demanda.

Por otro lado, también se ha verificado que la información del crecimiento horizontal y vertical no ha sido entregada conforme el inciso h) del numeral 2.7 de los Términos de referencia; el crecimiento obtenido debería ser congruente con el crecimiento de la red de media tensión Real reportada en la resolución CNEE-50-2011, de la cual la red de Baja Tensión no ha sido entregada por la Distribuidora desde el año 2011.

Es importante señalar que la resolución CNEE-50-2011 se encuentra vigente según la sentencia de la Corte de Constitucionalidad emitida el día 28 de septiembre de 2022, expediente 2861-2022, en el cual se declararon SIN LUGAR las acciones de inconstitucionalidad general total promovidas por la Distribuidora DEOCSA, lo cual confirma que es de cumplimiento obligatorio el envío de la información solicitada.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 1.6.3, y 2.7 de los Términos de Referencia y en ausencia de la presentación de toda la información que respalde los crecimientos propuestos, se requiere al Consultor de la Distribuidora tomar únicamente el crecimiento de las LMT y los clientes para la expansión de la red. Resultado de lo anterior, el Consultor de la Distribuidora deberá utilizar un promedio del 2.15% anual como crecimiento, obtenido de promediar los valores de LMT y clientes para el período 2011 - 2022.

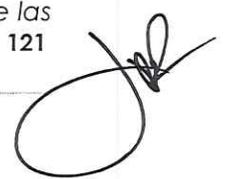
Observaciones Etapa G1 - DEOCSA

44. CORTE Y RECONEXIÓN

Los Términos de Referencia en los numerales 1.3.3 y 8.2 establecen que: "...La Comisión, fijará los importes por concepto de corte y reconexión (artículo 50 LGE). Los cargos por reconexión, para cada categoría de consumidor, se calcularán como el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte necesarios para desconectar y reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la CNEE mediante Resolución, juntamente con la aprobación de tarifas. El cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro, de conformidad con la Ley y su Reglamento (artículo 93 RLGE)."

"...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."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en su artículo 50 lo siguiente: "El usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, podrá ser objeto del corte inmediato del servicio por parte del distribuidor. Cuando se consuma energía eléctrica sin previa aprobación del distribuidor o cuando las condiciones del suministro sean alteradas por el usuario, el corte del servicio podrá efectuarse sin la necesidad de aviso previo al usuario; sin perjuicio de las
Resolución CNEE-203-2024



sanciones a que se haga acreedor de conformidad con esta ley y su reglamento. La comisión fijará los importes por concepto de corte y reconexión."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en su artículo 93 lo siguiente: "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."

El Consultor de la Distribuidora presenta como propuesta para Corte y Reconexión la utilización del valor aprobado en el ajuste correspondiente a diciembre de 2022 como valor base, esto se puede observar en el archivo "DC_Pliego", específicamente en la hoja "Ajuste Tarifa Base".

VAD VALORES BASE E INDEXADOS		Actual Dic/22	Base Dic/22	Nov24 - Ene25	
CDMT	Q/kW-mes		111.973995	119.236125	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
CDBT	Q/kW-mes		198.548178	206.482442	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CFBTPD	Q/Cliente_mes		25.612745	27.218260	
CFBTMD	Q/Cliente_mes		1.153.434645	1.225.736795	
CFMT	Q/Cliente_mes		4,394.431934	4,669.893469	
Corte y Reconexión	Q/Reconex.	293.52	293.523700	314.912212	Ponderador Usuarios
CACYRBTS_0	Q/Reconex.	292.492302	292.492302	313.805658	1 BTS 1,545,471
CACYRBDT_BTH_0	Q/Reconex.	877.508464	877.508464	941.450832	3 BTD 3,261
CACYRMTD_MTH_0	Q/Reconex.	2,632.840950	2,632.840950	2,824.691048	9 MTD 118

2 - Datos/Tarifas/[AT 55 DEOCSA Versión Original Env. Dist..xlsx]Pliego Base'!E102

Con esta acción se entiende que el Consultor de la Distribuidora está utilizando como propuesta de estudio para el Corte y Reconexión el estudio vigente, por lo que esta Comisión ha realizado la revisión a dicho estudio determinando que este contiene montos duplicados, ya que el Consultor de la Distribuidora está incluyendo varios de estos ítems en su propuesta de Combate a Pérdidas no Técnicas y en otras partes del estudio.

	DEOCSA		DEOCSA	
	Costo Mes	Costo Anual en Q	Costo Anual USD	
1. Costo de Personal Corte, Reconexión y Cobro	Q216,412	Q2,396,942	345,240	Personal propio y subcontratado dedicado y relacionado con las actividades de cobro, incluye
2. Costos operativos Actividades de Corte y Reconexión	Q2,330,107	Q27,961,250	3,717,204	Operativa de corte y reconexión.
Revisiones de cortes	Q65,647	Q787,764	104,726	Revisión de la calidad de ejecución de los cortes.
Materiales - Marchamos	Q66,962	Q803,543	106,824	
Materiales - Reconexión Acometida	Q356,222	Q4,281,662	568,076	
Oficinas Móviles	Q86,055	Q1,032,666	137,284	Oficinas móviles para facilitar el pago a clientes.
Gestión de cobro	Q190,631	Q2,287,566	304,112	
Gestión de cobro + corte	Q428,725	Q5,144,705	683,943	Operativa de gestores de cobro con corte.
Marchamos cobro + corte	Q12,783	Q153,392	20,392	
Jurídico	Q66,900	Q802,600	106,725	Notificaciones y demandas judiciales.
3. Acciones masivas SMS, IVR, Telecobranza	Q194,630	Q2,335,561	310,482	Acciones masivas de requerimiento de pago por medios de telecomunicación.
Plan de medios	Q44,790	Q537,486	71,454	Plan de medios en TV, Radio e Internet.
Promociones	Q85,776	Q1,029,310	136,838	Promociones para incentivar el pago.
4. Adicionales Orion	Q26,846	Q322,157	42,828	Operativa especial de Corte con apoyo Jurídico, Fuerzas Públicas y Medios de Comunicación.
Gestores GNR	Q56,153	Q673,834	89,580	Costos por disponibilidad.
Costos Totales		Q50,749,676	6,746,716	
Cantidad Reconexiones Operativa Cortes		195,164	195,164	
Cantidad Reconexiones Operativa Cobro+Cortes		30,066	30,066	
Cantidad Reconexiones Totales		225,230	225,230	
Costo medio por reconexión		225.92	29.95	

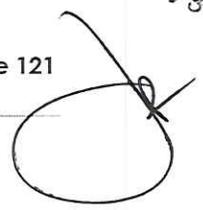
Fuente: Estudio Vigente, Archivo "DCDR_Corte y Recon", hoja "Costo Reconexión"

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 1.3.3 y 8.2 de los Términos de Referencia, el artículo 50 de la Ley General de Electricidad y el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar los valores determinados por esta Comisión para los cargos de Corte y Reconexión y que se muestran en la tabla a continuación.

DEOCSA		GTQ	USD
CACYRBTS_0	Costo/Reconex.	210.05	26.75
CACYRBTD_BTH_0	Costo/Reconex.	630.17	80.25
CACYRMTD_MTH_0	Costo/Reconex.	1,890.74	240.79

Fuente: Elaboración propia



CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 11 horas con 41 minutos del día 28 de agosto de 2024, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-203-2024** de fecha **26 de agosto de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima - DEOCSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Elisa Mejía, quien de enterado

SI (___) – NO (X) firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. _____

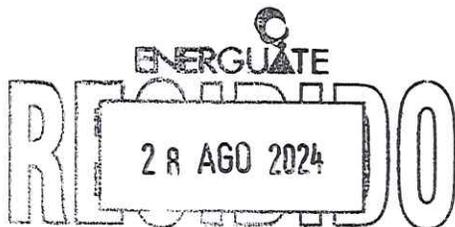
Notificador

Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4728

Exp. GTTE-23-68

WV



DISTRIBUIDOR DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A.
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.

Elisa Mejía E.M.