

EEGSA

Estudio del Valor Agregado de Distribución

Etapa G: Propuesta tarifaria

ETAPA G.1

31 de marzo de 2023



EEGSA

Estudio del Valor Agregado de Distribución

Etapa G: Propuesta tarifaria

ETAPA G.1

31 de marzo de 2023

Preparado por:



BA Energy Solutions
Cerrito 382 Piso 2
C1010AAH
Ciudad de Buenos Aires
Argentina
Tel: +5411 5776 1200
Fax: +5411 5776 1201
www.baenergysolutions.com
Versión 1.0

PREFACIO

A través de la resolución CNEE-187-2022 del 26/07/2022, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (CNEE) aprobó los Términos de Referencia (TDR) para el Estudio del Valor Agregado de Distribución para la Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima (EEGSA), estableciendo en los mismos que los estudios correspondientes deben efectuarse en etapas, reportadas a la CNEE a través de Informes de Etapa cuyo contenido y metodología de ejecución también están indicados en los TDR.

El presente informe corresponde a la Etapa G “Estudio tarifario”, cuyo objeto es el cálculo de cada uno de los términos de las componentes del VAD, de acuerdo con lo establecido en la Ley y el Reglamento, que constituirán la base a presentar ante la CNEE para elaborar el correspondiente Pliego Tarifario de la Distribuidora.

Se presenta en este informe, la totalidad de los Informes de Etapa de la A hasta la F, incluyendo las observaciones realizadas por la CNEE a los informes de etapa A y B.

Asimismo, se presenta una propuesta de Estructura Tarifaria y la metodología de ajuste trimestral de los valores.

También se incorporan los ajustes correspondientes a las Observaciones realizadas por la CNEE a través de las siguientes notas:

- GTEE-NotaS2023-03
- GTEE-NotaS2023-02
- GTEE-NotaS2023-14

Contenido

PREFACIO	I
1. RESUMEN EJECUTIVO	1-1
1.1 Resumen de resultados principales	1-3
1.2 Archivos de sustento adjuntos.....	1-10
2. ETAPA A – ESTUDIO DE DEMANDA	2-1
2.1 Módulo A.1 - Proyección de Demanda	2-1
2.2 Módulo A.2 – Distribución Espacial de la Demanda en áreas Urbanas en Damero y Desarrollo del resto de la Red	2-6
3. ETAPA B – VALORES EFICIENTES DE REFERENCIA	3-1
3.1 Materiales y equipos	3-1
3.2 Mano de obra.....	3-5
3.3 Remuneraciones.....	3-17
3.4 Vehículos y equipos de montaje	3-30
3.5 Otros costos reconocidos.....	3-42
4. ETAPA C – OPTIMIZACIÓN DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR Y ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN	4-1
4.1 Módulo C.1 – Optimización de la Red del Distribuidor	4-1
4.2 Módulo C.2 – Anualidad de la Inversión.....	4-54
5. ETAPA D – BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA	5-1
6. ETAPA E – COSTOS DE EXPLOTACIÓN	6-1
6.1 Costos de Explotación y mantenimiento.....	6-2
6.2 Diseño de la empresa modelo	6-5
6.3 Costos directos de operación y mantenimiento	6-15
6.4 Costos directos de comercialización	6-24
6.5 Costos indirectos	6-28
7. ETAPA F – COMPONENTES DEL COSTO DEL VAD	7-1
7.1 Resultados obtenidos	7-2



INDICE...

8. ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA	8-1
8.1 Condiciones generales de aplicación tarifaria.....	8-1
8.2 Pliego tarifario propuesto.....	8-7
8.3 Estructura Tarifaria	8-9
9. CARGOS DE CORTE Y RECONEXIÓN	9-1
10. FÓRMULAS DE AJUSTE	10-1
10.1 Ajuste trimestral de la Tarifa No Social.....	10-1
10.2 Ajuste trimestral de la Tarifa Social.....	10-6
10.3 Ajuste semestral de los cargos	10-10

ANEXOS

ANEXO A: ETAPA A - ESTUDIO DE DEMANDA

ANEXO B: ETAPA B - VALORES EFICIENTES DE REFERENCIA

ANEXO C: ETAPA C – OPTIMIZACIÓN DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR Y ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

ANEXO D: ETAPA D – BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

ANEXO E: ETAPA E – COSTOS DE EXPLOTACIÓN

ANEXO F: ETAPA F – COMPONENTES DEL COSTO DEL VAD

ANEXO G: EVALUACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE AJUSTE SEMESTRAL APLICADAS A LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA – FRONTIER-ECONOMICS

ANEXO H: ESTUDIO DE CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA – INFORME FINAL

1. RESUMEN EJECUTIVO

Este informe tiene como objeto presentar los resultados de la Etapa F “Componentes de costos del VAD y cargo de consumidor” para cada nivel de tensión, resultantes de los estudios realizados en etapas previas de este estudio tarifario.

Este informe debe interpretarse como el Informe Final del Estudio del VAD propuesto por EEGSA, en el sentido que el mismo presenta un resumen de todos los resultados alcanzados a lo largo del desarrollo de las distintas etapas planteadas en los TdR.

Cabe mencionar que, a lo largo del proceso, y como resultado de la entrega de los informes de las distintas etapas, la CNEE realizó comentarios y observaciones a la metodología utilizada y a los resultados obtenidos. Todas las observaciones formuladas por la CNEE a los Informes de las Etapas A.1, A.2 y B fueron atendidas, analizadas y evaluadas, algunas de ellas aceptadas -las cuales están incorporadas en el presente informe-. Aquellas en las que había diferencia de criterio, fueron respondidas y enviadas oportunamente a la CNEE por medio de cartas en las que se exponen y defienden más ampliamente los criterios utilizados por el consultor.

En esta versión de la etapa G.1 aún se encuentran en análisis las siguientes observaciones que serán respondidas oportunamente:

- Etapa C.1 y C.2 – Optimización de la red del Distribuidor y Anualidad e la Inversión (notificadas a EEGSA mediante el documento identificado como GTTE-NotaS2023-28 recibido el 24 de marzo de 2023)
- Etapa D – Balance de energía y potencia (notificadas a EEGSA mediante el documento identificado como GTTE-NotaS2023-29 recibido el 27 de marzo de 2023)
- Etapa E – Costos de explotación (notificadas a EEGSA mediante el documento identificado como GTTE-NotaS2023-33 recibido el 30 de marzo de 2023)
- Etapa F - EEGSA - Componentes de Costos del VAD (notificadas a EEGSA mediante el documento identificado como GTTE-NotaS2023-34 recibido el 30 de marzo de 2023)

Es importante destacar que se ratifica la fórmula utilizada para el cálculo del Factor de Recuperación de Capital y la Tasa de Actualización de la Inversión presentada en el informe de etapa C.2 (Anualidad de la inversión) en la fecha correspondiente, reiterando los conceptos y fundamentos incluidos en el mismo.

1. Resumen ejecutivo

Las observaciones mencionadas se analizarán, evaluarán e incorporarán, en caso de corresponder, en el Informe de la etapa G.2 "Informe Final (con correcciones)".

El Estudio del VAD, en un todo de acuerdo a los lineamientos de la CNEE, expresados en los mencionados TdR, se desarrolló en 7 etapas, incluyendo la relativa a este informe:

- Durante el desarrollo de la Etapa A, se proyectó para el período tarifario el crecimiento del consumo de energía y la cantidad de usuarios de la distribuidora; y se determinó la distribución espacial de la demanda del año base, necesaria para configurar la red óptima para distintos rangos de densidad.
- En la Etapa B, se determinaron los valores unitarios de referencia, los cuales permitieron establecer precios de referencia eficientes de materiales, mano de obra y otros.
- En la Etapa C, se realizó la optimización de la red de distribución, adaptándola a la demanda, para finalmente determinar el costo de capital de una red eficiente de distribución operando en un área de determinada densidad de carga, tipificándola en áreas urbanas en damero, resto de red urbana y resto de red rural.
- Durante el desarrollo de la Etapa D, se elaboró el balance de energía y potencia anual de la distribuidora, para lo cual se consideraron las pérdidas técnicas eficientes que surgieron del proceso de optimización. También se realizó una proyección del balance para el período tarifario, sobre la base de los consumos proyectados en la etapa A, así como de las pérdidas técnicas eficientes resultantes del proceso de optimización realizado en la Etapa C.
- En la Etapa E se calcularon los costos de explotación de un distribuidor eficiente que cumple las funciones de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- En la Etapa F, y sobre la base de los resultados alcanzados durante todas las etapas previas, de la A hasta la E, se determinaron los Costos de Distribución y los Cargos Fijos para cada nivel de tensión, referidos al año base del Estudio Tarifario.
- Finalmente, en este informe se presentan una propuesta del Pliego Tarifario Inicial de EEGSA, a aplicar a partir de agosto de 2023, la cual se basa en los Costos de Distribución y en los Cargos Fijos determinados en la Etapa F, en los factores de expansión de pérdidas y factores de carga determinados en la Etapa D, así como en otros parámetros tarifarios resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga (ECC). Por otro

1. Resumen ejecutivo

lado, también se puede encontrar los cargos de corte y reconexión propuestos.

Cada una de estas etapas tuvo como objetivo determinar las variables representativas de los costos de una empresa de distribución eficiente operando en el área de concesión de EEGSA. Estas variables -en conjunto con una serie de parámetros representativos de los patrones de consumo de los distintos tipos de usuarios finales del servicio eléctrico- finalmente concurren a conformar las tarifas de ventas de energía eléctrica.

En los próximos capítulos se presenta un resumen de los resultados alcanzados en cada una de las etapas del Estudio Tarifario.

1.1 RESUMEN DE RESULTADOS PRINCIPALES

Se presenta a continuación los resultados más relevantes de cada etapa del estudio.

1.1.1 Etapa A

Los resultados del pronóstico seleccionado se muestran para EEGSA en la siguiente tabla.

CATEGORÍA	CRECIMIENTO (TAE) 2022-2028	
	ENERGÍA	USUARIOS
BTSS	2.7%	2.7%
BTS	2.7%	2.7%
AP	0.4%	-5.6%
APPN	0.4%	-5.6%
BTDA	1.8%	2.5%
BTHD	1.8%	2.5%
BTSA	16.4%	12.9%
BTSH	16.4%	12.9%
MTDA	-1.5%	1.9%
MTHD	-1.5%	1.9%
VSC	0.4%	-5.6%
PeajeFT_BT	4.5%	2.9%
PeajeFT_MT	4.5%	2.9%
EEGSA	3.1%	2.7%

1. Resumen ejecutivo

Los valores de demandas, superficies y densidades de carga resultantes para las AUD, para el año base (2021) y para el año final del Próximo Período Tarifario (2028) se presentan en las tablas siguientes.

Definición del Rango (Zonas)		Rango de Densidades [MW/km ²]	Potencia Coincidente con el día de Máxima [MW]		Superficie Total [km ²]	Rangos y Densidad Promedio [MW/km ²]			
			MT	BT		MT		BT	
Zona 1	MAD.MT-AD2.BT	$4 \leq \delta$	377.88	150.08	53.21	MAD	7.10	AD2	2.82
Zona 2	AD1.MT-AD2.BT	$3 \leq \delta < 4$	66.22	56.7	19.27	AD1	3.44	AD2	2.94
Zona 3	AD2.MT-AD2.BT	$2.5 \leq \delta < 3$	56.06	52.03	20.61	AD2	2.72	AD2	2.52
Zona 4	MD.MT-MD.BT	$1.5 \leq \delta < 2.5$	140.46	139.97	74.74	MD	1.88	MD	1.87
Zona 5	BD1.MT-BD1.BT	$0.8 \leq \delta < 1.5$	50.61	50.6	45.57	BD1	1.11	BD1	1.11
Zona 6	BD2.MT-BD2.BT	$\delta < 0.8$	39.48	39.47	154.43	BD2	0.26	BD2	0.26
TOTAL			730.7	488.84	367.84		1.99		1.33

Año 2021

Definición del Rango (Zonas)		Rango de Densidades [MW/km ²]	Potencia Coincidente con el día de Máxima [MW]		Superficie Total [km ²]	Densidad Promedio [MW/km ²]			
			MT	BT		MT		BT	
Zona 1	MAD.MT-AD1.BT	$4 \leq \delta$	510.28	204.53	65.96	MAD	7.74	AD1	3.10
Zona 2	AD1.MT-AD1.BT	$3 \leq \delta < 4$	80.13	72.81	23.49	AD1	3.41	AD1	3.10
Zona 3	AD2.MT-AD2.BT	$2.5 \leq \delta < 3$	83.25	79.78	30.62	AD2	2.72	AD2	2.61
Zona 4	MD.MT-MD.BT	$1.5 \leq \delta < 2.5$	148.78	148.34	77.59	MD	1.92	MD	1.91
Zona 5	BD1.MT-BD1.BT	$0.8 \leq \delta < 1.5$	42.4	42.39	38.09	BD1	1.11	BD1	1.11
Zona 6	BD2.MT-BD2.BT	$\delta < 0.8$	34.79	34.78	136.64	BD2	0.25	BD2	0.25
TOTAL			899.63	582.63	372.39		2.42		1.56

Año 2028

1.1.2 Etapa B

A continuación, se presentan los resultados de mayor importancia del informe de etapa B.



1. Resumen ejecutivo

- Mano de obra

Nombre de puesto	MO HH US\$ (Salario base)	MO HH US\$ (Salario base + cargas sociales)	MO HH US\$ (Salario base + cargas sociales + estructura y beneficio del contratista)	Costo HH US\$ (Herramientas)		MO HH US\$ con herramienta		
				Construcción	Mantenimiento	Construcción	Mantenimiento	Otros
Jefe de cuadrilla	6.52	9.25	12.06	1.27	1.77	13.34	13.83	-
Liniero de primera	5.56	7.92	10.33	1.09	1.52	11.42	11.85	-
Liniero de segunda	4.15	5.96	7.77	0.82	1.14	8.59	8.91	-
Liniero de tercera	3.15	4.57	5.96	0.63	0.88	6.59	6.84	-
Aprendiz de liniero	2.90	4.22	5.50	0.58	0.81	6.08	6.31	-
Piloto	4.25	6.09	7.94	-	0.36	-	8.30	-
Operador de poda	2.90	4.22	5.50	-	0.56	-	6.06	-
Bodeguero	4.37	6.26	8.17	-	-	-	-	8.17
Lector	4.09	5.87	7.66	-	-	-	-	7.66
Mensajero	3.47	5.01	6.53	-	-	-	-	6.53

1. Resumen ejecutivo

- Materiales

Con fecha 08 de noviembre de 2022, CNEE publicó la Resolución CNEE-255-2022, facilitando los valores eficientes de referencia para materiales y equipos utilizados en la construcción de redes de distribución de energía eléctrica en Guatemala.

- Vehículos

Parámetros	Unidad	vehículo Nuevo	vehículo Real	vehículo Alquiler
Camiones Linieros Grandes	USD/hora	33.40	34.32	35.10
Camiones Linieros Pequeños	USD/hora	32.13	43.06	34.07
Camiones de 4 toneladas	USD/hora	10.59		13.07
Montacargas 3 toneladas	USD/hora	14.31		17.56
Pick-up doble tracción	USD/hora	6.30	6.44	8.39
Pick-up Sencillo	USD/hora	5.68	6.44	8.39

- Remuneraciones

Niveles	Descripción de puestos	Qz/mes
		Costo Empresa
N-1	Gerente General	281,306
N-2	Gerente	145,631
N-3	Subgerente	78,969
N-4	Jefe Departamento	64,054
N-5	Jefe Sección	45,190
N-6	Profesional	24,986
N-7	Supervisor	16,292
N-8	Analista	14,750
N-9	Auxiliar	11,252
N-10	Oficinista	8,927

1. Resumen ejecutivo

1.1.3 Etapa C

Los valores del VNR y anualidad de los activos de la distribuidora se presentan en la tabla siguiente, expresados en millones de USD por año.

Tipo de Instalación	Activos propios		
	VNR de activos propios [MM USD]	FRC	Anualidad de activos propios [MM USD / año]
Red de MT	357.75	0.1089	38.97
Centros transf. MT/BT	168.39	0.1129	19.01
Red de BT	153.20	0.1129	17.29
Equipos de MT	46.71	0.1339	6.25
Acometidas	79.73	0.1129	9.00
Medidores	111.84	0.1200	13.42
Equipos SIMC y AMI	6.61	0.1200	0.79
Sistemas de información	48.95	0.2076	10.16
TOTAL	973.18		114.90

Los valores del VNR y la cuota anual de reposición de los activos donados se presentan en la tabla siguiente, expresados en millones de USD por año.

Tipo de Instalación	Activos donados		
	VNR de activos donados [MM USD]	Factor de reposición de instalaciones	Reposición de activos donados [MM USD / año]
Red de MT	19.25	0.0057	0.11
Centros transf. MT/BT	5.51	0.0097	0.05
Red de BT	5.22	0.0097	0.05
Equipos de MT		0.0307	
Acometidas		0.0097	
Medidores		0.0168	
Equipos SIMC y AMI		0.0168	
Sistemas de información		0.1044	
TOTAL	29.98		0.21

Finalmente, la anualidad total a percibir por EEGSA se determina como la suma de la anualidad de los activos propios más la cuota anual de reposición de los activos donados, como se muestra en la tabla siguiente.

1. Resumen ejecutivo

Tipo de Instalación	Anualidad de activos propios	Reposición de activos donados	ANUALIDAD TOTAL
	[MM USD / año]	[MM USD / año]	[MM USD / año]
Red de MT	38.97	0.11	39.08
Centros transf. MT/BT	19.01	0.05	19.06
Red de BT	17.29	0.05	17.34
Equipos de MT	6.25	0.00	6.25
Acometidas	9.00	0.00	9.00
Medidores	13.42	0.00	13.42
Equipos SIMC y AMI	0.79	0.00	0.79
Sistemas de información	10.16		10.16
TOTAL	114.90	0.21	115.12

1.1.4 Etapa D

El balance resumido de la empresa optimizada para el año 2021 se presenta a continuación.

Año 2021 Empresa Optimizada	Energía		Potencia coincidente	
	MWh	%	MW	%
Entrada a MT	5,471,355		862.7	
Pérdidas en la red MT	61,786	1.13%	12.1	1.39%
Suministros a usuarios MT	1,884,863		295.9	
Entrada a CT MT/BT	3,524,705		554.8	
Pérdidas en CT MT/BT	74,977	1.37%	10.7	1.23%
Entrada a la red BT	3,449,728		544.1	
Pérdidas Técnicas en BT	96,377	1.76%	18.1	2.10%
Suministros a usuarios BT	3,328,485		520.9	
Pérdidas No Técnicas	24,866	0.45%	5.0	0.58%
Total de pérdidas	258,006	4.72%	45.9	5.31%

1.1.5 Etapa E

Los costos de explotación determinados para el año base, expresados en moneda de diciembre de 2021, se presentan en la siguiente tabla.

1. Resumen ejecutivo

Costos de Explotación totales						
Actividad		Personal	Materiales	SySE	Gastos	Total
Explotación Comercial	[kUSD /año]	6,519	206	9,409	3,955	20,088
Explotación Técnica	[kUSD /año]	3,785	11,773	12,053	4,586	32,198
Actividades de Apoyo	[kUSD /año]	8,031	119	0	6,051	14,201
Total	[kUSD /año]	18,334	12,098	21,462	14,592	66,486.5

1.1.6 Etapa F

Los resultados obtenidos de los Costos del VAD y del Cargo de Consumidor, se presentan a continuación:

	USD/kW-mes	Q/kW-mes
CDBT	13.34	102.99
CDMT	6.65	51.37

	USD/usu-mes	Q/usu-mes
CFBTS/SH	1.23	9.49
CFBTSA	1.45	11.22
CFBTD/DH	13.42	103.58
CFBTDA	16.53	127.58
CFMTD/DH	91.53	706.56
CFMTA	110.76	854.96

Los factores de pérdidas medias de distribución resultantes del balance de energía y potencia optimizado se presentan a continuación:

Factor de pérdidas medias de energía en BT	FPEBT	1.058952
Factor de pérdidas medias de energía en MT	FPEMT	1.011422
Factor de pérdidas medias de potencia en BT	FPPBT	1.064953
Factor de pérdidas medias de potencia en MT	FPPMT	1.014175

1.1.7 Etapa G

Los cargos de corte y reconexión propuestos por tipo de tarifa se presentan en la siguiente tabla.

1. Resumen ejecutivo

Tipo de usuario	Costo anual total USD/año	Cantidad de acciones que generan cargos acciones/año	Cargos de corte y reconexión	
			USD/acción	Q/acción
Usuarios BTSS-BTS-BTSH-BTSA	2,343,218	94,115	24.9	192.2
Usuarios BTDH y BTDA	22,064	602	36.7	282.9
Usuarios MTDH y MTDA	3,871	46	84.1	649.5

1.2 ARCHIVOS DE SUSTENTO ADJUNTOS

Como información de sustento de este informe G.1 se presentan los siguientes archivos adjuntos:

- Cálculo del Pliego Tarifario
- Estudio de Caracterización de la Carga - Informe final
- Evaluación de las fórmulas de ajuste semestral
- Informes de etapa A.1, A.2, B, C.1, C.2, D,E y F

2. ETAPA A – ESTUDIO DE DEMANDA

La etapa se compone de 2 etapas: A.1 La proyección de la demanda y A.2 La distribución espacial de la demanda.

2.1 MÓDULO A.1 - PROYECCIÓN DE DEMANDA

A través de la resolución CNEE-187-2022 del 26/07/2022, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (CNEE) aprobó los Términos de Referencia (TDR) para el Estudio del Valor Agregado de Distribución para la Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima (EEGSA), estableciendo en los mismos que los estudios correspondientes deben efectuarse en etapas, reportadas a la CNEE a través de Informes de Etapa cuyo contenido y metodología de ejecución también están indicados en los TDR.

Este informe corresponde a una actualización del presentado en la ETAPA A, "Estudio de Demanda, Módulo A1 – Proyección de la Demanda", y forma parte de la ETAPA G – Estudio Tarifario. Como tal, esta versión considera los comentarios preliminares efectuados oportunamente por la CNEE a través la nota GTTE-NotaS2023-3, y está acompañado por la información de respaldo actualizada. Este informe tiene como objeto presentar los resultados de los estudios efectuados para definir la cantidad y el crecimiento porcentual de los usuarios de cada tipo de tarifa de EEGSA, y su consumo para el período 2022-2028.

En cumplimiento de los TDR se analizó una serie histórica de usuarios y ventas de energía eléctrica por tarifa de al menos 10 años (2012-2021), utilizando diferentes modelos de pronóstico.

Como resultado general se concluyó que para los años del horizonte de pronóstico (2022-2028) las ventas de energía globales de EEGSA tendrán un crecimiento anual positivo, aunque a un ritmo menor que el observado en los últimos años.

El menor ritmo de crecimiento se explica por diferentes factores, aunque principalmente por el débil crecimiento en el consumo unitario medio de las tarifas Baja Tensión (BT) durante los últimos 8 años. Los usuarios de las tarifas BTS y BTSS, usuarios residenciales y pequeños comercios, constituyen el 99% de los clientes de la empresa y representan el 46% del total de la energía. En consecuencia, un débil crecimiento de estas tarifas tiene un impacto no despreciable en la evolución de las ventas de energía globales de EEGSA.

Se entiende que el comportamiento indicado está dictado por los esfuerzos de los usuarios de tarifa BTSS con subsidio, que limitan su consumo con el objetivo de conservarlo; así como por las características de la gran mayoría de los miles de suministros residenciales que se incorporan al servicio cada año,

2. Etapa A – Estudio de Demanda

conformados por usuarios de primera vivienda, hogares humildes, y con pocas posibilidades económicas para adquirir bienes eléctricos.

Teniendo en cuenta los factores mencionados, la proyección de la demanda se ha realizado evaluando diversos métodos basados en información histórica que considera la evolución de los consumos correlacionados con variables explicativas, tal como se presenta en el Capítulo 3 del informe de etapa A.1. Modelo seleccionado, metodología y modelos de proyección. Sin embargo, existen hechos recientes que no pueden ser recogidos en forma adecuada del pasado y que afectan la proyección futura de la demanda, tales como:

- Efectos de la Pandemia COVID-19 en Guatemala
- Efectos de la Guerra Ucrania – Rusia en Guatemala
- Efectos de la Inflación en Guatemala

Estos efectos influyen sobre la demanda futura y condicionan el crecimiento esperado, por lo que resulta prudente adoptar criterios conservadores para la proyección y es esperable que los valores resulten en una tasa de crecimiento inferior a la de los últimos años.

Los resultados del pronóstico seleccionado se muestran para EEGSA en la siguiente tabla, en la cual los crecimientos se expresan como tasas anuales equivalentes (TAE) para el período 2022-2028.

CATEGORÍA	CRECIMIENTO (TAE) 2022-2028	
	ENERGÍA	USUARIOS
BTSS	2.7%	2.7%
BTS	2.7%	2.7%
AP	0.4%	-5.6%
APPN	0.4%	-5.6%
BTDA	1.8%	2.5%
BTHD	1.8%	2.5%
BTSA	16.4%	12.9%
BTSH	16.4%	12.9%
MTDA	-1.5%	1.9%
MTHD	-1.5%	1.9%
VSC	0.4%	-5.6%
PeajeFT_BT	4.5%	2.9%
PeajeFT_MT	4.5%	2.9%
EEGSA	3.1%	2.7%

2. Etapa A – Estudio de Demanda

En las tablas siguientes se presenta el pronóstico de crecimiento de usuarios y de consumos para cada categoría tarifaria.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
BTSS	1,292,806	1,329,606	1,366,405	1,403,205	1,440,004	1,476,803	1,513,603
BTS	131,607	135,353	139,099	142,846	146,592	150,338	154,084
AP	112	107	101	96	90	85	79
APPN	659	627	594	561	528	496	463
BTDA	314	323	331	340	348	356	365
BTHD	10,539	10,821	11,103	11,385	11,667	11,949	12,230
BTSA	4,064	4,718	5,373	6,027	6,682	7,336	7,991
BTSH	1,585	1,841	2,096	2,351	2,607	2,862	3,118
MTDA	27	27	28	28	29	29	30
MTHD	501	511	521	532	542	552	562
VSC	849	807	765	723	680	638	596
PeajeFT_BT	33	34	35	36	37	38	39
PeajeFT_MT	1,031	1,062	1,094	1,126	1,157	1,189	1,221
	1,444,128	1,485,836	1,527,545	1,569,254	1,610,963	1,652,671	1,694,380

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
BTSS	1,480,784	1,522,935	1,565,085	1,607,235	1,649,385	1,691,535	1,733,685
BTS	988,731	1,016,875	1,045,019	1,073,163	1,101,307	1,129,451	1,157,595
AP	168,514	169,268	170,022	170,775	171,529	172,283	173,037
APPN	6,333	6,361	6,389	6,418	6,446	6,474	6,503
BTDA	8,859	9,032	9,201	9,368	9,532	9,694	9,852
BTHD	724,932	739,064	752,961	766,625	780,057	793,262	806,241
BTSA	9,739	11,812	13,884	15,956	18,029	20,101	22,174
BTSH	10,512	12,749	14,985	17,222	19,459	21,696	23,932
MTDA	3,276	3,231	3,185	3,138	3,091	3,044	2,996
MTHD	176,727	174,279	171,797	169,286	166,751	164,196	161,626
VSC	3,003	3,016	3,030	3,043	3,057	3,070	3,084
PeajeFT_BT	18,080	18,803	19,697	20,560	21,415	22,289	23,183
PeajeFT_MT	1,807,937	1,880,285	1,969,610	2,055,929	2,141,456	2,228,873	2,318,214
	5,407,427	5,567,709	5,744,864	5,918,719	6,091,515	6,265,969	6,442,123

El pronóstico para el total de la empresa se distribuyó entre los departamentos del país en los cuales EEGSA tiene su jurisdicción, sobre la base de la evolución de los crecimientos de usuarios y consumos propia de cada uno.

Adicionalmente, el crecimiento determinado para el total de cada departamento se desagregó entre tasas de crecimiento horizontal y vertical, tanto para usuarios como para consumos, sobre la base de la incorporación de nuevos usuarios en la expansión de redes. Similar desagregación se realizó por zona, Áreas Urbanas en Damero (AUD) y Resto de Red (RdR).

2. Etapa A – Estudio de Demanda

Las siguientes tablas presentan los resultados indicados.

TAE 2021-2028

DEPARTAMENTO GUATEMALA	TAE DPTO	TAE H	TAE V
Número de Usuarios	1.43%	0.66%	0.76%
Consumos	2.21%	1.77%	0.44%

TAE 2021-2028

DEPARTAMENTO ESCUINTLA	TAE DPTO	TAE H	TAE V
Número de Usuarios	3.58%	1.16%	2.42%
Consumos	6.19%	3.32%	2.87%

TAE 2021-2028

DEPARTAMENTO SACATEPEQUEZ	TAE DPTO	TAE H	TAE V
Número de Usuarios	3.38%	1.03%	2.35%
Consumos	4.92%	2.29%	2.62%

TAE 2021-2028

ZONA AUD	TAE AUD	TAE H	TAE V
Número de Usuarios	1.33%	0.69%	0.64%
Consumos	1.26%	1.73%	-0.47%

TAE 2021-2028

ZONA RDR	TAE RDR	TAE H	TAE V
Número de Usuarios	4.34%	1.08%	3.26%
Consumos	16.25%	4.02%	12.23%

Además de la proyección de usuarios y consumos, en los TDR se solicita la proyección de potencia desagregado por tarifa. La proyección de potencia se presenta en los balances proyectados, según la metodología descrita en el informe de etapa A.1. En el siguiente cuadro se muestran los resultados de la proyección de potencia.

2. Etapa A – Estudio de Demanda

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
BTS	399.7	411.1	422.5	433.8	445.2	456.6	468.0
BTSA	0.8	1.0	1.1	1.3	1.5	1.6	1.8
BTDA	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0
BTHD	128.8	131.3	133.8	136.2	138.6	140.9	143.2
BTSH	1.4	1.7	2.0	2.4	2.7	3.0	3.3
AP	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
VSC	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Peaje_BT	2.9	3.0	3.1	3.3	3.4	3.5	3.7
MTHD	30.1	29.7	29.3	28.9	28.4	28.0	27.6
MTDA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Peaje_MT	281.5	292.8	306.7	320.2	333.5	347.1	361.0

Entre la información complementaria y de contenido solicitada en los TDR se incluyen los balances de energía y potencia reales de los últimos cinco años, y los balances de energía y potencia reales proyectados para cada año del próximo período tarifario.

Los balances requeridos se presentan en el informe de etapa A.1. A continuación, se muestran los balances de energía y potencia reales del año base.

2. Etapa A – Estudio de Demanda

DETALLE	Año 2021	
	ENERGIA [MWh]	POTENCIA [MW]
ENTRADA RED DE MT	5,472,543	864.6
Pérdidas MT	66,402	12.96
RESUMEN FACTURADA	1,884,863	295.9
MTHD	179,137	30.54
MTDA	3,321	0.2
Peaje_MT	1,702,406	265.1
ENTRADA RED DE BT	3,521,278	555.8
Pérdidas Técnicas BT	154,538	29.84
Pérdidas No Técnicas BT	38,255	5.03
RESUMEN FACTURADA	3,328,485	520.9
BTS	2,399,221	388.3
BTSA	7,667	0.6
BTDA	8,683	0.9
BTHD	710,560	126.2
BTSH	8,275	1.1
AP	174,064	0.7
VSC	2,990	0.4
Peaje_BT	17,024	2.7

Cabe mencionar que, a efectos de establecer los pronósticos de crecimiento de energía, se analizaron cargas singulares, proyectos o grandes demandas futuras informadas por la empresa. Sin embargo, se trata básicamente de edificios de apartamentos o instalaciones comerciales de leve impacto sobre la demanda total de la empresa, y se considera que su efecto ya está contemplado en la proyección de clientes y de energías del conglomerado BTS + BTSS.

2.2 MÓDULO A.2 – DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA EN ÁREAS URBANAS EN DAMERO Y DESARROLLO DEL RESTO DE LA RED

En esta sección se presenta la distribución espacial de la demanda en Áreas Urbanas en Damero (AUD) definidas en la zona geográfica donde presta servicio la distribuidora, la identificación de áreas con características especiales que presentan restricciones y afectan el diseño de las redes aéreas; y la información de las instalaciones ubicadas dentro de las AUD y del Resto de Red.

Los valores de demandas, superficies y densidades de carga resultantes para las AUD, para el año base (2021) y para el año final del Próximo Período Tarifario (2028) se presentan en las tablas siguientes.

2. Etapa A – Estudio de Demanda

Definición del Rango (Zonas)		Rango de Densidades [MW/km ²]	Potencia Coincidente con el día de Máxima [MW]		Superficie Total [km ²]	Rangos y Densidad Promedio [MW/km ²]			
			MT	BT		MT	BT	MT	BT
Zona 1	MAD.MT-AD2.BT	$4 \leq \delta$	377.88	150.08	53.21	MAD	7.10	AD2	2.82
Zona 2	AD1.MT-AD2.BT	$3 \leq \delta < 4$	66.22	56.7	19.27	AD1	3.44	AD2	2.94
Zona 3	AD2.MT-AD2.BT	$2.5 \leq \delta < 3$	56.06	52.03	20.61	AD2	2.72	AD2	2.52
Zona 4	MD.MT-MD.BT	$1.5 \leq \delta < 2.5$	140.46	139.97	74.74	MD	1.88	MD	1.87
Zona 5	BD1.MT-BD1.BT	$0.8 \leq \delta < 1.5$	50.61	50.6	45.57	BD1	1.11	BD1	1.11
Zona 6	BD2.MT-BD2.BT	$\delta < 0.8$	39.48	39.47	154.43	BD2	0.26	BD2	0.26
TOTAL			730.7	488.84	367.84		1.99		1.33

Año 2021

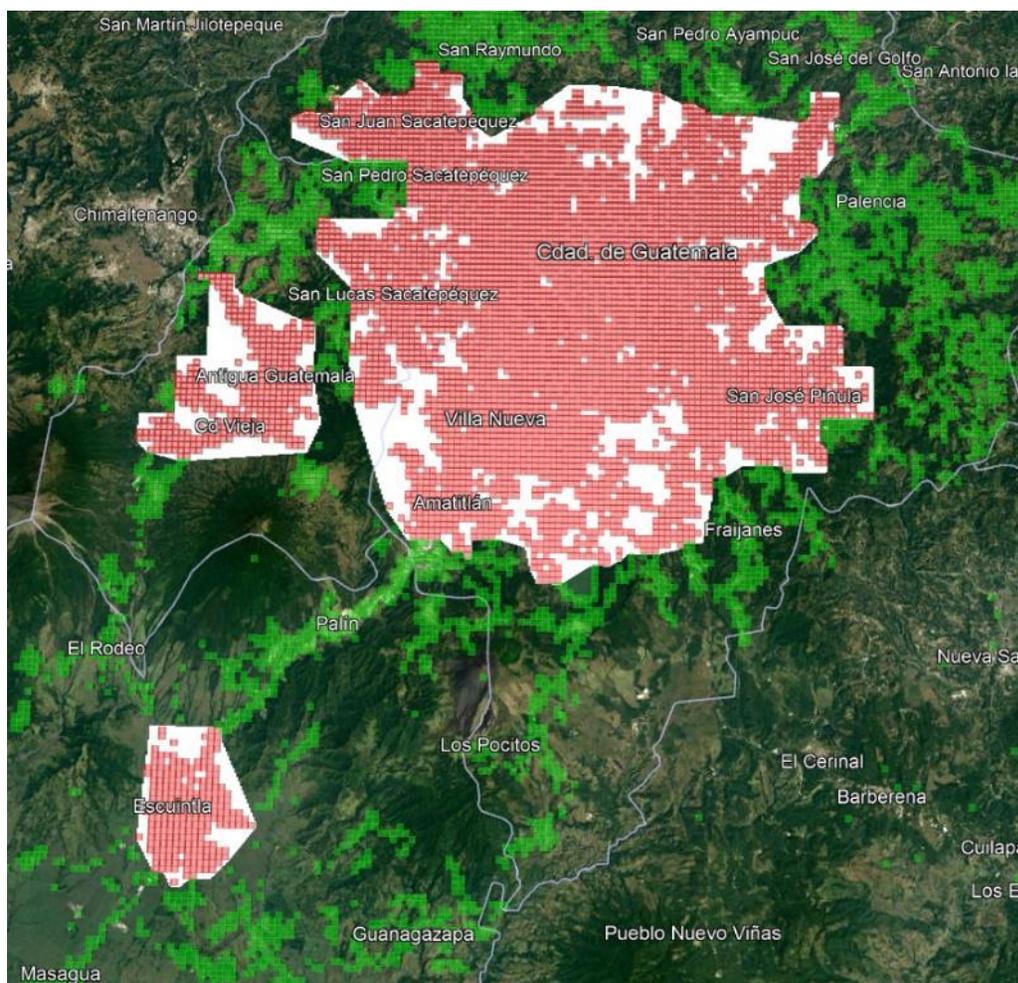
Definición del Rango (Zonas)		Rango de Densidades [MW/km ²]	Potencia Coincidente con el día de Máxima [MW]		Superficie Total [km ²]	Densidad Promedio [MW/km ²]			
			MT	BT		MT	BT	MT	BT
Zona 1	MAD.MT-AD1.BT	$4 \leq \delta$	510.28	204.53	65.96	MAD	7.74	AD1	3.10
Zona 2	AD1.MT-AD1.BT	$3 \leq \delta < 4$	80.13	72.81	23.49	AD1	3.41	AD1	3.10
Zona 3	AD2.MT-AD2.BT	$2.5 \leq \delta < 3$	83.25	79.78	30.62	AD2	2.72	AD2	2.61
Zona 4	MD.MT-MD.BT	$1.5 \leq \delta < 2.5$	148.78	148.34	77.59	MD	1.92	MD	1.91
Zona 5	BD1.MT-BD1.BT	$0.8 \leq \delta < 1.5$	42.4	42.39	38.09	BD1	1.11	BD1	1.11
Zona 6	BD2.MT-BD2.BT	$\delta < 0.8$	34.79	34.78	136.64	BD2	0.25	BD2	0.25
TOTAL			899.63	582.63	372.39		2.42		1.56

Año 2028

La determinación la distribución espacial de la demanda en las Áreas Urbanas en Damero (AUD) se realizó identificando las AUD dentro de todas las áreas servidas por EEGSA, aplicando la metodología detallada en el Capítulo 2 del informe A.2.

Las áreas identificadas, representadas por cuadrículas de 400 x 400 m en color rojo ubicadas dentro de las poligonales blancas, se muestran en el siguiente gráfico.

2. Etapa A – Estudio de Demanda



Una vez identificadas las AUD se definió la demanda a distribuir, partiendo del Balance de Energía y potencia definido para el año 2021, y asignando a todos los usuarios de EEGSA, localizados geográficamente mediante sus coordenadas x e y, las energías y potencias coincidentes con el día de máxima ingresadas a las redes BT y MT. La metodología y criterios utilizados se presentan en el Capítulo 3 del informe de etapa A.2.

Para la determinación de la densidad de carga en cada cuadrícula de las AUD, y clasificarlas por rango de densidades se asoció a cada una de las cuadrículas definidas el valor de la potencia coincidente del día de máxima con el ingreso a la red de cada usuario que se encuentra ubicado dentro de la cuadrícula.

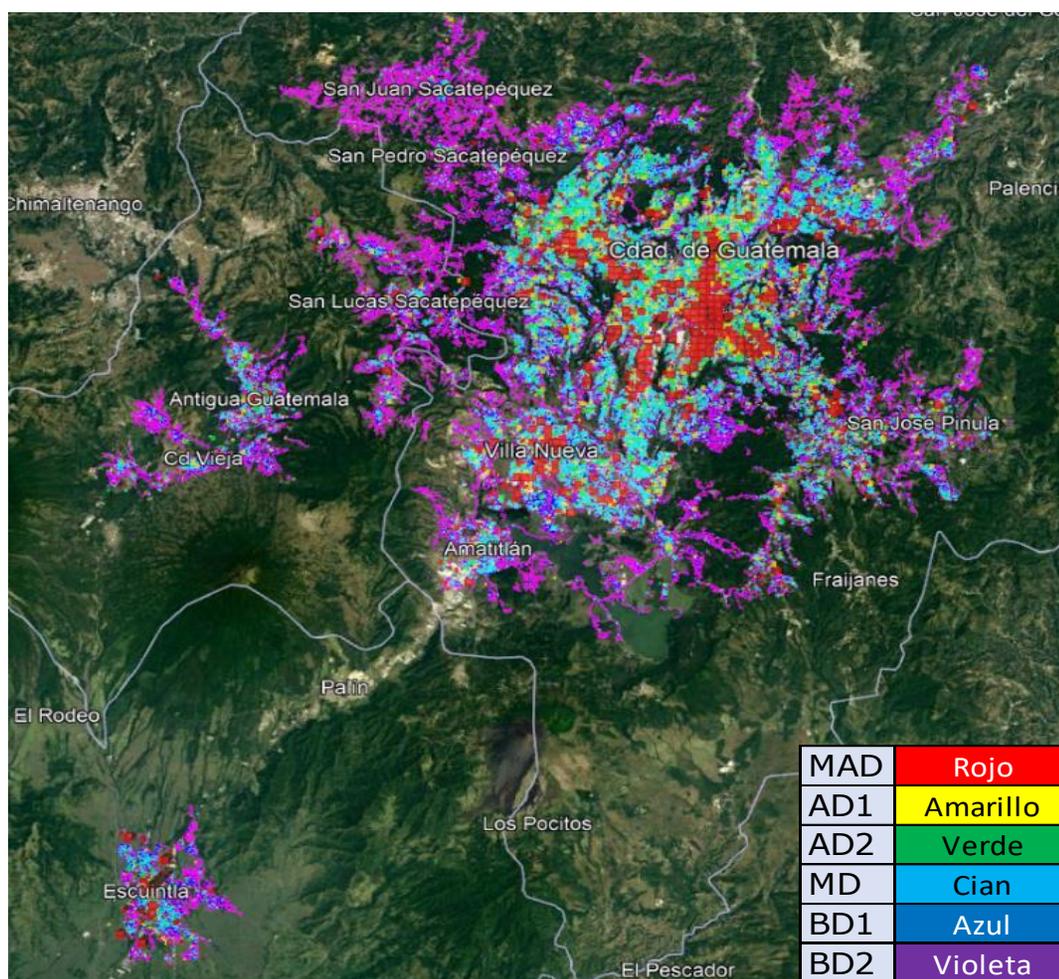
Para el cálculo de la densidad de carga, se determinó al valor de la potencia coincidente del día de máxima total dentro del área y, conocida el área de la cuadrícula, se determinó la densidad de carga asociada a esa cuadrícula perteneciente a las AUD.

Los rangos de densidad utilizados para clasificar las AUD son los que se presentan en la tabla siguiente.

2. Etapa A – Estudio de Demanda

Definición del Rango (Zonas)		Rango de Densidades [MW/km ²]	Colores en gráficos de densidad
Muy Alta Densidad	MAD	$4 \leq \delta$	Rojo
Alta Densidad 1	AD1	$3 \leq \delta < 4$	Amarillo
Alta Densidad 2	AD2	$2.5 \leq \delta < 3$	Verde
Media Densidad	MD	$1.5 \leq \delta < 2.5$	Cian
Baja Densidad 1	BD1	$0.8 \leq \delta < 1.5$	Azul
Baja Densidad 2	BD2	$\delta < 0.8$	Violeta

En el gráfico siguiente se presentan las AUD resultantes para el año 2021.



2. Etapa A – Estudio de Demanda

A continuación, se muestra una tabla con las demandas agrupadas para el año base del estudio (2021) y para el año final del Próximo Período Tarifario (2028), discriminando las Áreas Especiales que requieren diseños particulares de red, tanto para las AUD como para el Resto de Red.

Cabe aclarar que las superficies determinadas en estas zonas corresponden a los bloques de 400 x 400 m utilizados para identificar a las AUD, y son mayores dado el tamaño de las cuadrículas considerado, a las que resultan cuando se determinan las distintas zonas de densidad de carga que se determinan con cuadrículas de tamaño variable entre 50 x 50 m y 400 x 400 m según el rango de densidad de carga que se trate.

Áreas 2021		Potencia coincidente con el día de máxima (MW)		Superficie (km ²)
		MT	BT	
AUD	Áreas Especiales	63.32	40.20	88.00
	Resto de las áreas	667.38	448.63	736.32
	Total	730.70	488.84	824.32
Resto de Red	Áreas Especiales	103.57	52.19	697.92
	Resto de las áreas	30.36	23.44	434.40
	Total	133.93	75.63	1,132.32

Áreas 2028		Potencia coincidente con el día de máxima (MW)		Superficie (km ²)
		MT	BT	
AUD	Áreas Especiales	78.54	47.83	88.00
	Resto de las áreas	821.10	534.80	736.32
	Total	899.63	582.63	824.32
Resto de Red	Áreas Especiales	130.84	62.48	697.92
	Resto de las áreas	37.01	27.98	434.40
	Total	167.85	90.46	1,132.32

De acuerdo con lo indicado en los TdR, se presenta en las siguientes tablas el resumen de la demanda MT y BT y las superficies de las zonas especiales definidas en el Resto de Red, tanto para el año base del estudio (2021) como para el año final del Próximo Período Tarifario (2028).

2. Etapa A – Estudio de Demanda

Áreas RdR 2021	Potencia coincidente con el día de máxima (MW)		Superficie (km ²)
	MT	BT	
Contaminación salina	101.01	49.67	630.56
Protección ambiental	2.82	2.68	35.52
Elevado nivel isoceraúnico	68.97	35.02	544.00
Vientos elevados	9.21	3.17	70.24
Resto de áreas	30.36	23.44	434.40

Áreas RdR 2028	Potencia coincidente con el día de máxima (MW)		Superficie (km ²)
	MT	BT	
Contaminación salina	127.80	59.47	630.56
Protección ambiental	3.35	3.18	35.52
Elevado nivel isoceraúnico	87.36	41.94	544.00
Vientos elevados	11.98	3.76	70.24
Resto de áreas	37.01	27.98	434.40

Cabe aclarar que en las tablas presentadas anteriormente, ni las demandas ni las superficies pueden sumarse ya que existen áreas con restricciones superpuestas.

En el Capítulo 5 del informe A.2 se detallan las áreas con características especiales que afectan el diseño de las redes aéreas, como son: las áreas céntricas de protección del patrimonio histórico, las áreas con contaminación salina, las áreas con protección del medio ambiente, las áreas con vientos de elevada velocidad y las áreas con altos niveles isoceraúnico.

En el Capítulo 6 del informe A.2, se presentan la metodología y criterios utilizados para identificar el resto de red (redes de MT y BT que quedan fuera de las AUD), que se optimizará en sus capacidades y tecnología, pero respetando su trazado.

Finalmente, en el Capítulo 7 del informe A.2, se presenta la información de las instalaciones ubicadas dentro de las AUD y del Resto de Red. Se incluye la distribución de la demanda de los usuarios según se ubique dentro o fuera de las AUD y dentro o fuera de alguna zona con características especiales.

3. ETAPA B – VALORES EFICIENTES DE REFERENCIA

En esta sección se presenta la propuesta de valores a considerar como valores eficientes de referencia, su metodología de cálculo y la documentación de respaldo que permite verificar y sustentar los mismos.

El informe se encuentra estructurado acorde a los TDR:

- Costos directos
 - Materiales y equipos
 - Mano de obra
 - Remuneraciones
 - Vehículos y equipos de montaje
- Otros costos reconocidos
 - Costos asociados a los costos directos
 - Costos indirectos

Para cada uno de los aparatos previamente indicados se detalla:

1. Marco de referencia acorde a los TDR
2. Propuesta de valores a considerar junto con la metodología utilizada para la valorización
3. Documentos de respaldo que permitan verificar y sustentar los valores
4. Comparaciones solicitadas

3.1 MATERIALES Y EQUIPOS

Se desarrollan a continuación los temas correspondientes a valores unitarios de materiales y equipos, que se corresponderán con los valores aprobados por la CNEE.

3.1.1 Marco de referencia acorde a los TDR

Los términos de referencias emitidos por la CNEE indican en la sección **3.2.1**: *“Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por la CNEE mediante Resolución”*.

3.1.2 Propuesta de valores a considerar junto con la metodología utilizada para la valorización

Con fecha 08 de noviembre de 2022, CNEE publicó la Resolución CNEE-255-2022, facilitando los valores eficientes de referencia para materiales y equipos

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

utilizados en la construcción de redes de distribución de energía eléctrica en Guatemala.

Estos valores fueron utilizados en las siguientes etapas del estudio de VAD:

- ETAPA C: Optimización de la red del distribuidor y anualidad de la inversión
- ETAPA E: Costo de explotación

3.1.3 Pronóstico de evolución futura de precios de materiales

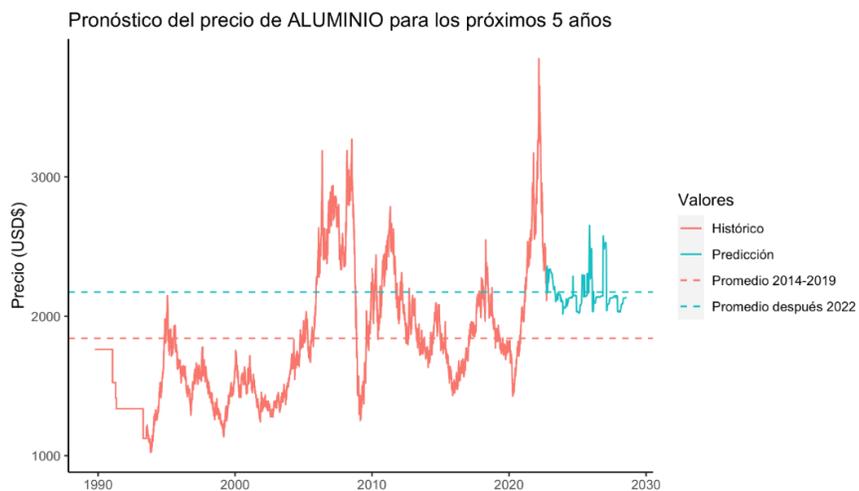
En el *Anexo A* del informe de etapa B, se presenta el Informe “Análisis de materiales - Comportamiento esperado durante el periodo 2022-2027 de: acero, aluminio, cobre, cemento y madera”, basado en información de Trading Economics (www.tradingeconomics.com) que es una plataforma web que provee una recopilación de más de 23 millones de indicadores para 196 países diferentes y de la Federal Reserve Economic Data (FRED) que es una recolección de miles de series de tiempo y marcadores creada y administrada por el departamento de investigación del banco de la reserva federal de St Louis.

La Resolución CNEE-255- 2022 que publica los valores eficientes de referencia para materiales y equipos a utilizar en el EVAD 2023-2028 de EEGSA, considera los precios de los materiales y equipos a la Fecha de Referencia del 30 de diciembre de 2021.

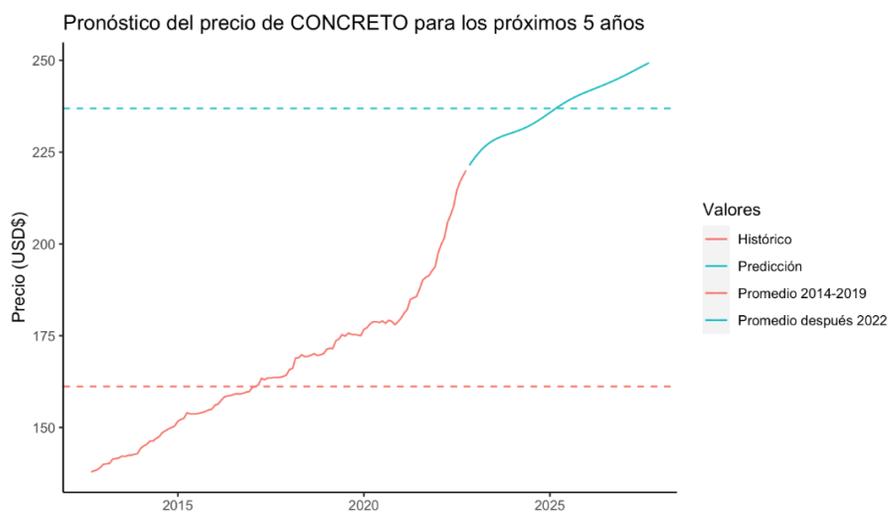
Sin embargo, la evolución de precios de los principales materiales básicos (commodities) que son la base de los elementos y equipos que conforman las redes de distribución (redes de MT y BT, transformadores MT-BT, etc.) entre el 30 de diciembre del 2020 y septiembre de 2022, y su proyección hasta el año 2027 indica un elevado crecimiento de los mismos.

Los materiales básicos (commodities) considerados son el acero, el aluminio, el cobre, el concreto y la madera, y su evolución se muestra en los siguientes gráficos.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia



3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia



3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia



Considerando esta evolución incremental de precios, tanto entre 2021 y 2022 como la proyectada a futuro, es importante tener en cuenta la posibilidad de considerar un mecanismo de ajuste que tome en cuenta la evolución de los precios de estos commodities con una frecuencia semestral, de la misma forma que ocurre actualmente en el ajuste de las tarifas de transporte de energía eléctrica.

3.2 MANO DE OBRA

Se desarrolla a continuación los temas correspondientes a valores unitarios de mano de obra.

3.2.1 Marco de referencia acorde a los TDR

Los términos de referencias emitidos por la CNEE indican en la sección **3.2.2**:

A. VALORES

“Los valores eficientes que se reconocerán para mano de obra, construcción, operación y mantenimiento, corresponderán a valores de mercado que una empresa eficiente debería pagar. Para el efecto, la distribuidora deberá utilizar encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea”.

“Para establecer el costo horario de remuneraciones, se utilizará el sueldo base de la encuesta salarial indicada anteriormente, teniendo el cuidado de no incluir cargas sociales que correspondan al patrono...”

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

B. CARGAS SOCIALES

"Seguidamente, se deberán adicionar a cada integrante del personal de trabajo las siguientes cargas sociales"

Concepto	Valor
IRTRA	1%
INTECAP	1%
IGSS	10.67%
AGUINALDO	8.33%
BONO 14	8.33%
BONO DECRETO 7-2000	250.00

C. INDEMNIZACIONES

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

D. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

"Se deberá incluir un monto correspondiente a herramientas y equipos de seguridad eficiente para cada integrante de las cuadrillas de trabajo que realizan, tanto las actividades de construcción del Distribuidor, como las actividades de operación y mantenimiento de la red. Para la asignación de estos costos deberá discriminarse las herramientas comunes para:

1. Grupos de trabajo
2. Cuadrillas
3. Individuales

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Estos costos de herramientas y equipos de seguridad deberán asignarse estrictamente de acuerdo con las funciones y actividades que realice cada operario. Para la inclusión de estos costos en la mano de obra deberá determinarse la anualidad de la inversión considerando una vida útil promedio de 10 años y una tasa equivalente TAI”.

E. COSTOS

“Los costos que se reconocerán provendrán de precios reales de los último cinco (5) años”.

F. DETERMINACIÓN DEL COSTO HORARIO

“Para la determinación del costo horario de mano de obra, se deben considerar únicamente los siguientes conceptos: tiempo de descanso de acuerdo al Código de Trabajo (artículo 119), vacaciones (artículo 130 del Código de Trabajo).

Para la determinación del costo de mano de obra del personal de construcción se adicionará un tiempo razonable para el desplazamiento dentro de la obra, considerando que para construir a nuevo todas las instalaciones de distribución, dadas la dimensión hipotética 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.

3.2.2 Propuesta de valores a considerar junto con la metodología utilizada para la valorización

El cálculo de valores de mano de obra se realizó considerando los siguientes rubros:

- Costo del personal
- Costo de herramientas por cuadrilla
- Determinación del tiempo neto de trabajo
- Proceso de construcción

A. COSTO DE PERSONAL

De acuerdo con los términos de referencia el regulador solicita que los valores correspondan a los de mercado que una empresa eficiente debiese pagar y deberán determinarse con el resultado de los valores promedio de al menos dos encuestas salariales, para este cálculo las encuestas salariales utilizadas son de Price Waterhouse Coopers (PWC) y Mercer.

A continuación, se listan los puestos a homologar:

- Jefe de cuadrilla

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

- Liniero de primera
- Liniero de segunda
- Liniero de tercera
- Aprendiz de liniero
- Piloto
- Operador de poda
- Bodeguero
- Lector
- Mensajero

Los puestos de trabajo son el resultado de la homologación realizada ajustada a la coincidencia de funciones en los perfiles.

Tomando como base ambas encuestas salariales se propone la siguiente homologación:

Puesto operativo	Puesto homologado PWC
Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos
Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico
Liniero de segunda	Electromecánico
Liniero de tercera	Mecánico Industrial
Piloto	Chofer Ejecutivo
Operador de poda	Auxiliar General de Mantenimiento
Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento
Bodeguero	Encargado de Materiales
Lector	Líder de Línea
Mensajero	Chofer de Equipo Liviano

El detalle de cómo se obtuvo el resultado de la homologación se encuentra en el archivo 3.2.2 Mano de obra (Homologación de puestos operativos) V0223.

Es importante indicar que, para los puestos homologados de personal para construcción y mantenimiento, estos también pueden ser equivalentes a otros puestos operativos agrupados de la siguiente manera:

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

<p>Jefe de cuadrilla</p> <ul style="list-style-type: none"> • Jefe taller de transformadores
<p>Liniero de primera</p> <ul style="list-style-type: none"> • Técnico I taller de transformadores • Técnico calibrador de medidores • Técnico calibrador de transformadores • Técnico especializado AMI • Técnico especializado en telecomunicaciones • Técnico especializado instalación y verificación • Técnico especializado teled medida • Técnico de inspección • Supervisor auditoría técnica
<p>Liniero de segunda</p> <ul style="list-style-type: none"> • Técnico II taller de transformadores • Técnico nuevas conexiones
<p>Liniero de tercera</p> <ul style="list-style-type: none"> • Técnico III taller de transformadores • Verificador de inventario AP • Ayudante de medida

Al costo empresa según el puesto del personal, luego de la homologación descrita, se le debe adicionar los siguientes conceptos:

- Beneficio del contratista: de acuerdo con lo indicado en los TDR: "se reconocerá como eficiente un valor máximo de 10% neto..."
- Costos por estructura del contratista: 10%

Los costos de la empresa, con los valores descritos arriba y convertidos a dólares mensuales y dólares por hora, resultan en los valores mostrados en la tabla siguiente:

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Código	Puesto	Salario promedio encuestas (Qz/mes)	Salario base (Qz/anual)	COSTO PERSONAL OPERATIVO MENSUAL (USD)			
				Costo empresa	Margen contratista	Costo total mensual contratista	Costo HH
140063	Jefe de cuadrilla	8,654	103,846	1,591	483	2,075	12.06
350044	Liniero de primera	7,385	88,623	1,363	414	1,777	10.33
350168	Liniero de segunda	5,512	66,148	1,025	312	1,337	7.77
350167	Liniero de tercera	4,185	50,226	786	239	1,025	5.96
100071	Piloto	5,638	67,654	1,048	318	1,366	7.94
350092	Operador de poda	3,846	46,154	725	220	946	5.50
350092*	Aprendiz de liniero	3,846	46,154	725	220	946	5.50
380062	Bodeguero	5,800	69,596	1,077	327	1,404	8.17
300183	Lector	5,426	65,114	1,010	307	1,317	7.66
360082	Mensajero	4,605	55,258	862	262	1,124	6.53

B. COSTO DE LAS HERRAMIENTAS POR CUADRILLAS

Para el cálculo del costo de las herramientas y equipo de protección para los 30 tipos de cuadrillas, fue considerado el historial de compras realizadas durante los últimos cinco años (2017 - 2021).

i. Costo de las herramientas

La información fue construida de acuerdo con los requerimientos del regulador desagregados en 4 grupos siendo estos:

- Equipo de seguridad por vehículo
- Herramienta por vehículo
- Herramienta personal
- Equipo de protección personal

La información anterior fue necesaria para construir paso a paso el costo de mano de obra HH para cada puesto operativo

Se realizó un agrupamiento de herramientas y EPP individuales y colectivas de acuerdo a la necesidad de cada cuadrilla, considerando cantidades para cada una de las mismas y los costos asociados.

Los datos necesarios para la conformación de la información fueron:

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

- Vida útil estimada
- Precio unitario con IVA incluido en quetzales
- Precio unitario sin IVA incluido en quetzales
- Precio unitario en dólares
- Fecha de factura o cotización
- Referencia (Factura o cotización).
- Tipo de cambio

El precio unitario corresponde al valor de compra sin IVA incluido, convertido a dólares de acuerdo con el tipo de cambio a la fecha de compra.

El detalle de cómo se obtuvo el resultado se encuentra en archivo Excel 3.2.2 Mano de obra (Herramientas y equipo de seguridad)V0223.

Atendiendo a la solicitud del regulador se cuenta con un resumen de cuadrillas, en donde se determina el costo que corresponde a cada uno de los integrantes de la cuadrilla del costo de mano de obra HH y el costo de herramientas y equipos de protección, es importante comentar que en este archivo se identifican las cuadrillas que están dedicadas a actividades de construcción, mantenimiento y operación.

El detalle de cómo se obtuvo el resultado se encuentra en archivo Excel 3.2.2 Mano de obra (Costo HH – MO + Herramienta y EPP) V0223.



3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

C1											
Mantenimiento, Automatización, Calidad del Servicio, Reposiciones de medidores, Operaciones y Procesos y NNSS											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	464.65	65.38	12,833.52	6.22	100%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				1,025.29					6.22	100%	

C2											
Mantenimiento, Automatización, Calidad del Servicio y NNSS											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	974.98	3,017.69	20,035.80	9.71	57%	
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	747.71	2,314.27	15,365.47	7.44	43%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				2,362.22					17.15	100%	

C3											
Mantenimiento, Automatización, Calidad del Servicio y NNSS											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,072.53	2,437.00	28,406.96	13.76	29%	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	918.51	2,087.04	24,327.61	11.79	25%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	691.11	1,570.33	18,304.57	8.87	19%	
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	530.01	1,204.29	14,037.78	6.80	14%	
1	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	488.81	1,110.68	12,946.63	6.27	13%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				7,159.44					47.49	100%	

C4											
Mantenimiento, Automatización, Calidad del Servicio y NNSS											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,118.89	2,538.06	28,554.39	13.83	25%	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	958.22	2,173.59	24,453.86	11.85	22%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	720.98	1,635.45	18,399.56	8.91	16%	
2	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	2,050.58	24,606.97	1,105.84	2,508.46	28,221.27	13.67	25%	
1	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	509.94	1,156.74	13,013.82	6.31	12%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				8,184.73					54.58	100%	

C5											
Mantenimiento, Automatización, Calidad del Servicio y NNSS											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,072.53	2,468.39	28,438.35	13.78	29%	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	918.51	2,113.92	24,354.49	11.80	25%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	691.11	1,590.55	18,324.79	8.88	19%	
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	530.01	1,219.80	14,053.29	6.81	14%	
1	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	488.81	1,124.98	12,960.93	6.28	13%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				7,159.44					47.54	100%	

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

C6											
Mantenimiento, Automatización, Calidad del Servicio y NNSS											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,157.71	1,518.08	27,573.22	13.36	33%	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	991.46	1,300.08	23,613.59	11.44	29%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	745.99	978.20	17,767.33	8.61	22%	
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	572.10	750.19	13,625.77	6.60	17%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				6,213.84					40.01	100%	

C7											
Mantenimiento, Automatización, Calidad del Servicio y NNSS											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	898.18	3,895.97	26,116.21	12.65	65%	
1	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	477.99	2,073.35	13,898.48	6.73	35%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				2,722.43					19.39	100%	

C8											
AMI, Inspección, Instalación y Verificación, Pérdidas y Telemedida											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	1,026.69	1,930.70	24,279.44	11.76	63%	
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	592.43	1,114.07	14,009.99	6.79	37%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				2,802.13					18.55	100%	

C9											
Supervisiones Técnicas											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
2	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	3,553.68	42,644.12	931.40	542.60	44,118.12	21.38	100%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				3,553.68					21.38	100%	

C10											
Taller de Trafos y otros equipos											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	2,813.76	1,412.95	29,124.14	14.11	33%	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	2,409.70	1,210.04	24,941.79	12.08	29%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	1,813.10	910.46	18,766.69	9.09	22%	
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	1,390.47	698.23	14,392.19	6.97	17%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				6,213.84					42.26	100%	

C11											
Taller de Trafos y otros equipos											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	100071	Piloto	Chofer Ejecutivo	1,366.41	16,396.88	551.40	193.10	17,141.39	8.30	59%	
1	350092	Operador de poda	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	381.59	133.63	11,862.36	5.75	41%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				2,312.00					14.05	100%	

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

C12

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Arbolado Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
3	350092	Operador de poda	Auxiliar General de Mantenimiento	2,836.78	34,041.42	1,507.90	1,005.65	36,554.97	17.71	58%
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,102.86	735.52	26,735.80	12.95	42%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				4,911.57					30.66	100%

C13

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Arbolado Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,110.72	1,424.19	27,432.33	13.29	31%
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	951.22	1,219.67	23,492.94	11.38	27%
3	350092	Operador de poda	Auxiliar General de Mantenimiento	2,836.78	34,041.42	1,518.65	1,947.24	37,507.31	18.17	42%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				6,688.41					42.85	100%

C14

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Arbolado Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
4	350092	Operador de poda	Auxiliar General de Mantenimiento	3,782.38	45,388.56	2,455.58	1,478.06	49,322.20	23.90	74%
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	867.96	522.44	17,433.53	8.45	26%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				5,119.31					32.34	100%

C15

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Arbolado Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
3	350092	Operador de poda	Auxiliar General de Mantenimiento	2,836.78	34,041.42	1,273.00	555.01	35,869.43	17.38	68%
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	599.94	261.57	16,904.64	8.19	32%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				4,173.71					25.57	100%

C16

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Alumbrado Público Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
4	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	4,101.16	49,213.95	1,831.67	750.65	51,796.27	25.10	100%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				4,101.16					25.10	100%

C17

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Alumbrado Público Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	886.07	363.29	17,292.49	8.38	39%
2	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	2,050.58	24,606.97	1,359.06	557.22	26,523.25	12.85	61%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				3,387.51					21.23	100%



3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

C18

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	SIGRE		MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
						Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)			
2	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	1,891.19	22,694.28	1,060.48	656.66	24,411.42	11.83	100%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				1,891.19					11.83	100%

C19

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Construcción		MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
						Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)			
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	923.62	1,199.52	27,020.56	13.09	29%
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	790.99	1,027.26	23,140.30	11.21	25%
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	595.15	772.93	17,411.22	8.44	19%
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	456.42	592.76	13,352.67	6.47	14%
1	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	420.95	546.69	12,314.77	5.97	13%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				7,159.44					45.17	100%

C20

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Construcción		MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
						Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)			
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,130.22	1,499.83	27,527.48	13.34	29%
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	967.91	1,284.45	23,574.42	11.42	25%
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	728.28	966.45	17,737.86	8.59	19%
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	558.52	741.17	13,603.17	6.59	14%
1	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	515.10	683.56	12,545.80	6.08	13%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				7,159.44					46.02	100%

C21

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Hoyeros		MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
						Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)			
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	532.34	99.58	16,675.05	8.08	57%
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	408.25	76.36	12,788.10	6.20	43%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				2,362.22					14.27	100%

C22

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Resanadores		MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
						Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)			
2	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	2,050.58	24,606.97	933.43	156.26	25,696.67	12.45	100%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				2,050.58					12.45	100%

C23

#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Conexión a línea		MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación
						Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)			
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,058.71	3,845.29	29,801.42	14.44	54%
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	906.67	3,293.09	25,521.82	12.37	46%
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				3,851.62					26.80	100%



3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

C24											
Automatización Scada											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	445.21	-	21,767.27	10.55	100%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				1,776.84					10.55	100%	
C25											
Automatización											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,124.52	2,441.53	28,463.48	13.79	23%	
2	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	3,553.68	42,644.12	1,926.08	4,181.83	48,752.03	23.62	40%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	724.61	1,573.25	18,340.99	8.89	15%	
1	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	1,025.29	12,303.49	555.70	1,206.52	14,065.71	6.81	11%	
1	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	512.51	1,112.74	12,972.39	6.29	11%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				8,936.28					59.40	100%	
C26											
Arbolado											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,023.93	584.11	26,505.47	12.84	23%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	659.79	376.38	17,079.30	8.27	15%	
6	350092	Operador de poda	Auxiliar General de Mantenimiento	5,673.57	68,082.84	2,799.98	1,597.26	72,480.08	35.12	62%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				9,085.28					56.23	100%	
C27											
Arbolado											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,041.68	1,032.93	26,972.04	13.07	19%	
1	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	1,776.84	21,322.06	892.09	884.59	23,098.75	11.19	16%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	671.23	665.59	17,379.95	8.42	12%	
6	350092	Operador de poda	Auxiliar General de Mantenimiento	5,673.57	68,082.84	2,848.52	2,824.57	73,755.93	35.73	52%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				10,862.12					68.41	100%	
C28											
AP											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)	MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
5	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	5,126.45	61,517.44	2,296.32	816.03	64,629.79	31.31	100%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				5,126.45					31.31	100%	



3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

C29											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	AP		MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
						Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)				
2	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	2,673.86	32,086.26	1,845.20	2,907.65	36,839.11	17.85	47%	
3	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	3,075.87	36,910.46	2,122.62	3,344.81	42,377.90	20.53	53%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				5,749.73					38.38	100%	

C30											
#	Código	Puesto	Puesto homologado	Costo MO mensual (USD)	Costo MO anual (USD)	Instalación y Verificación		MO + Herramientas y EPP (USD)	Costo MO por HH (USD)	Participación	
						Herramientas y equipos de seguridad de uso individual (USD)	Herramientas y equipos de seguridad comunes (USD)				
1	140063	Jefe de cuadrilla	Coordinador de Proyectos	2,074.79	24,897.43	1,139.29	2,465.73	28,502.44	13.81	19%	
2	350044	Liniero de primera	Jefe de Taller Mecánico / Eléctrico	3,553.68	42,644.12	1,951.36	4,223.28	48,818.76	23.65	32%	
1	350168	Liniero de segunda	Electromecánico	1,336.93	16,043.13	734.12	1,588.84	18,366.09	8.90	12%	
3	350167	Liniero de tercera	Mecánico Industrial	3,075.87	36,910.46	1,688.99	3,655.45	42,254.90	20.47	28%	
1	350092	Aprendiz de liniero	Auxiliar General de Mantenimiento	945.59	11,347.14	519.24	1,123.77	12,990.15	6.29	9%	
Costo por cuadrilla HH (MO + Herramientas y EPP)				10,986.86					73.13	100%	

ii. *Vida útil de las herramientas*

Uno de los objetivos principales es el determinar el costo de oportunidad sobre la vida útil, es decir establecer la porción anual que la empresa debe invertir para comprar un equipo con las mismas características y cantidades de acuerdo con la depreciación, uso y desgaste de cada uno de los equipos. Para determinar el costo de oportunidad se requiere: valor total de compra (USD), vida útil estimada y tasa (tasa mínima 7%/tasa afecta de ISR 25%).

El valor del tipo de cambio utilizado resultó de ajustar el precio de compra original a través del índice de precios del consumidor (PPI1/USD -PPI2/USD). La información considerada fue el PPI de los años 2017 a 2021, siendo el PPI1 diciembre 2021/ PPI2 el precio de compra original.

C. *DETERMINACIÓN DEL TIEMPO NETO DE TRABAJO*

El tiempo neto de trabajo por mes es de 172 horas y fue calculado teniendo en cuenta los siguientes conceptos:

Concepto	Valor [horas por mes]
Horas nominales	192
Vacaciones	11
Ausentismo	4
Capacitación	5
Otros	0
Horas NETAS al mes	172

- **Vacaciones:** todo trabajador sin excepción tiene derecho a un período de vacaciones remuneradas después de cada año de trabajo continuo al servicio de un mismo patrono, cuya duración mínima es de quince días hábiles. (Código de Trabajo, Artículo 130).
- **Ausentismo:** la estimación del ausentismo laboral se obtiene de permisos remunerados establecidos en el artículo 61 Inciso ñ del Código de trabajo, cuya finalidad es brindar el balance trabajo y calidad de vida de los trabajadores, concediendo los tiempos necesarios para atender necesidades personales y familiares en tema de salud (Enfermedad y Accidente), Nacimientos, Fallecimientos, etc., que están establecidas como obligaciones para todas las empresas, que tienen un impacto directo en la productividad, porque son concedidos los permisos durante la jornada laboral, estas

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

ausencias obligan a incurrir en costos adicionales, porque los compromisos contractuales se deben cumplir en los tiempos y condiciones establecidas, por lo que en algunos casos es necesaria la contratación de personal para cubrir dichas ausencias o el pago de tiempo extraordinario para los demás trabajadores de la empresa y con ello cubrir dichas actividades. Se estima que el tiempo promedio de ausentismo de un trabajador por las causas antes mencionadas, es de 4 horas al mes y debe considerarse dentro del cálculo de las horas efectivas de trabajo al mes.

- Capacitación:** Respecto a las horas definidas de capacitación, como parte de las obligaciones empresariales, el código de trabajo (artículo 197), Acuerdo 229-2014 y 33-2016, lo referente a Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, establecen el marco legal y de aplicación obligatoria en esta materia, por lo que se incluyen dentro de las jornadas diarias al inicio de las mismas charlas de trabajo seguro y revisión de actividades seguras, este tiempo tiene un impacto directo en la jornada laboral, primordialmente porque el nivel de riesgo es alta en las actividades a ejecutarse relacionadas a trabajos en redes eléctricas. Adicionalmente uno de los requerimientos es que el personal este debidamente calificado y capacitado en los temas de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional. La capacitación dirigida al personal de campo debe ser interna y externa, pero en todo caso significa que hay que destinar parte del tiempo laboral para recibir esta formación. Las áreas en las que es necesaria la capacitación para alcanzar un nivel de conocimientos técnicos y de seguridad personal son: capacitación técnica en campo en tendido de líneas, actividades de construcción, mantenimiento en líneas sin tensión y con tensión, uso de equipos de tecnología (Recloser, equipos de maniobras, interruptores de aire), resucitación cardio pulmonar (RCP), rescate en poste, puestas a tierra, primeros auxilios, entre otros. A continuación, se detalla el cálculo por el cual se ha determinado la utilización de 5 horas al mes de capacitación.

Descripción	Tiempo	Observaciones
Tiempo Charla SISO (Seguridad Industrial y Salud Ocupacional)	6	Minutos al día
Tiempo para ATS (Actividades trabajo seguro)	6	Minutos al día
Promedio tiempo diario	12	
Días Mes	22	Ordinarios
Tiempo Total al Mes	264	Minutos
Tiempo en hora	60	Minutos
Total Horas Mes	4.40	
Promedio de Capacitación al mes	0.66	
Promedio total de Horas	5.06	De capacitación al mes

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

D. PROCESO DE CONSTRUCCIÓN

A los efectos de obtener valores de mercado de mano de obra que una empresa eficiente debería pagar por contratar la mano de obra de construcción se realizó un análisis del proceso. Para ello se analizaron los criterios indicados en el penúltimo párrafo del inciso 3.2.2 de los Términos de Referencia del EVAD, en donde se precisa:

“...considerando que para construir a nuevo todas las instalaciones de distribución, dadas las 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...”

Para analizar objetivamente los límites de eficiencia del proceso propuesto en los términos de referencia del EVAD con el proceso real de construcción, en las condiciones objetivas de distancias, condiciones de desplazamiento y restricciones vehiculares, se han efectuado 4 procesos para evaluar y comparar las eficiencias y viabilidades posibles.

Las consideraciones o externalidades a los procesos que deben considerarse para estos análisis comparativos se listan a continuación:

- **Distancias:** la evaluación de las distancias a recorrer para el proceso de construcción de la red se efectúa considerando el geoposicionamiento de las instalaciones y de los centros de almacenamientos y atención desde donde, necesariamente deben ocurrir los procesos de abastecimiento de materiales, estas distancias lineales muestran un promedio de 31.51 km., con lo cual la distancia teórica de recorrido diaria es de 63.02 km. Esta distancia, no considera las rutas reales de las vías de transporte, pero para efectos de comparación de modelos, es válida esta hipótesis.
- **Tiempo de desplazamiento:** considerando que las tareas de construcción de red solo pueden ocurrir en horas diurnas se han evaluado los tiempos de desplazamiento considerando las condiciones de tráfico denso que ocurre en las horas pico de las jornadas de trabajo:
 - Escenarios 1 y 4: Tiempo de los reportes GPS 2021, tal como indican los TDR
 - Escenarios 2 y 3: Tiempo medido por la herramienta de tráfico vehicular de Google Maps, para una muestra de datos y que indica el tiempo mínimo dentro del rango de las 24 horas del día para recorrer las distancias en los puntos especificados.
- **Restricciones:** el transporte pesado posee restricciones de circulación, las cuales ocurren en periodos entre las 5:00 am a 9:00 am y de las 4:30 pm a 9:00 pm, en las principales vías de circulación dentro de la ciudad de

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Guatemala (por acuerdo municipal), que impacta los accesos y salidas. Iguales restricciones de circulación vehicular también son implementadas por las municipalidades de San Miguel Petapa, Villa Nueva y Mixco. En el Anexo D se cita copia de los acuerdos municipales.

- **Jornadas laborales y responsabilidades de salud y seguridad en el trabajo:** se han simulado todas las condiciones que pueden hacer en teoría más eficiente el proceso de transporte y construcción de red, sin embargo, las condiciones laborales y de salud y seguridad afectan la viabilidad y sostenibilidad de algunos escenarios.
- Para evaluar la eficiencia objetiva de los procesos simulados se han aplicado los precios eficientes de mano de obra y costo de vehículos constantes a todos los escenarios, precios eficientes determinados en el presente informe, Etapa B.

- Jornada ordinaria

Integrante	Costo por hora [US\$]
Jefe de cuadrilla	13.34
Liniero I	11.42
Liniero II	8.59
Liniero III	6.59
Aprendiz de liniero	6.08

- Jornada Mixta

Integrante	Costo por hora [US\$]
Jefe de cuadrilla	14.16
Liniero III	7.00
Personal de apoyo	8.67

- Transporte

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Integrante	Costo por hora [US\$]
Vehículo Camión	33.40
Vehículo motocicleta	4.92
Vehículo pickup doble tracción	6.30
Vehículo pickup sencillo	5.68

A continuación, se detallan los 4 escenarios planteados y en el Anexo E de informe de etapa B se encuentra el diagrama de flujo y Gantt de cada escenario propuesto.

i. *Proceso real Optimizado (con restricciones): Escenario 1*

Corresponde al proceso de construcción con el que se opera generalmente, pero sujeto a las optimizaciones factibles y a la vez a las restricciones de circulación vigentes por acuerdo municipal.

En cuanto a la optimización, encontramos que:

- La revisión del vehículo es un proceso paralelo a la asignación de obra
- La disposición de los materiales es un proceso paralelo a la delimitación del área de trabajo y señalización
- El retiro y depósito de sobrantes y la limpieza del área de trabajo, son dos procesos paralelos a la ejecución de unidades constructivas
- La disposición de basura y sobrantes, la limpieza del vehículo y la carga del combustible, son tres procesos paralelos durante el tiempo de espera necesario para culminar la jornada laboral de 8.8 horas.

Estas actividades mencionadas, se realizan en paralelo mientras se están realizando otras simultáneamente, por lo tanto, no se suma el tiempo empleado al proceso.

En cuanto a la restricción vehicular, su horario es determinante para coordinar todas las actividades del proceso, a fin de no violar los reglamentos y el marco legal vigente.

Este proceso con las consideraciones indicadas resulta en un tiempo productivo de 4 horas con 22 minutos y un costo total de \$147.56 USD por hora.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

ii. Proceso sugerido en los TDR EVAD con restricción de circulación y motocicletas: Escenario 2

Es el escenario sugerido en los TDR EVAD, dado que los TDR indican que el personal debe presentarse a la obra. Se construye considerando la optimización de los procesos indicados y que los trabajadores se presenten al lugar del proyecto; sin embargo, esto no excluye a que El Jefe de Cuadrilla, El Aprendiz de Liniero y 2 personas de apoyo se presenten a la sede de distribución de materiales para la recepción de obra (Jefe de Cuadrilla) y recepción y carga de materiales (Jefe de Cuadrilla, Aprendiz de Liniero y 2 personas de apoyo) en un horario que permita evitar el horario de restricción vehicular.

Luego, se hace factible que el Liniero I, Liniero II y Liniero III se presenten al lugar del proyecto, pero considerando el horario de jornada diurna. Este escenario también presenta la imposibilidad del transporte público en los horarios requeridos a todos los sitios de trabajo y proveyendo para solventar tal ineficiencia, el transporte a todo el personal mencionado.

La primera hipótesis es con el transporte de menor costo unitario que se representa por motocicletas. Esta opción también requiere la consideración de pago de horas extraordinarias para el Jefe de Cuadrilla y Aprendiz de Liniero.

Los resultados del proceso muestran un tiempo productivo de 7 horas con 45 minutos por jornada y un costo de 134.30 USD por hora, sin embargo, parte del personal requeriría jornadas laborales de 12.40 hs de trabajo. El dictamen jurídico laboral adjunto en el *Anexo F*, muestra que este proceso es inviable en la práctica. La opinión laboral define las jornadas laborales y las consideraciones de costos a pagar en cada jornada. Respecto a la opinión de salud y seguridad ocupacional se considera aun valido el dictamen emitido en el año 2017 sobre los riesgos e impactos a la salud y seguridad del trabajador, emitido por experto en el tema y cuyas conclusiones son las siguientes:

1. No es conveniente que los trabajadores inicien labores a las 03:00 horas.
2. Debe considerarse la distancia del domicilio de cada uno de los trabajadores.
3. El sueño es la forma de descanso para que el organismo humano no se resienta de la intensidad del trabajo y con eso evitar pérdida de la salud y daño físico y mental.
4. El trabajo en alturas cerca o con energía eléctrica ES TRABAJO DE ALTO RIESGO, por lo que un trabajador cansado, agotado, fatigado o enfermo, puede sufrir un accidente grave o mortal.
5. Debe considerarse el estado de salud de cada trabajador, tal como lo determina el Convenio 161 de la OIT ratificado por Guatemala.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

6. Considerar los numerales 14, 16, 23, 29, 30, 31, 32, 34, 40, 42, 43, 53, 56, 58, 60 de la Enciclopedia de Salud y Seguridad Ocupacional de la OIT.
7. Dentro del conversatorio sobre el tema, la opción de proporcionarle moto a los trabajadores para que cumplan con el horario de entrada a las 03:00 horas, no lo recomiendo debido a que no se tendrá la seguridad de que el trabajador duerma lo suficiente, y hasta la misma moto puede ser causante de accidente por sueño o cansancio, independiente de la posibilidad de que sufra un atentado contra su vida por robarle la moto.

iii. *Proceso sugerido en los TDR EVAD con restricción de circulación y pickup: Escenario 3*

Este proceso sigue la misma consideración sugerida en los TDR EVAD, mantiene las hipótesis del escenario 2, pero modifica el transporte de motocicletas a vehículo tipo pickup, para los operarios que deban presentarse directamente a los sitios de trabajo con el fin de mitigar los riesgos que el transporte en motocicleta representa para la seguridad física y la sostenibilidad del proceso. En este caso el tiempo productivo de la jornada es de 7 horas con 45 minutos por jornada a un costo horario de \$131.40 USD.

iv. *Proceso real Optimizado y mejorado con restricciones. Escenario 4*

Es similar al proceso real optimizado con restricciones con la variante de que se incrementa el tiempo efectivo al trasladar la charla de seguridad y capacitación SISO, que en el caso 1 se realiza en el lugar del proyecto a las instalaciones de suministro de materiales. Esto resulta en una jornada de 4 horas con 26 minutos y un costo horario de 145.85 USD.

v. *Proceso DESCENTRALIZADO: Escenario 5*

Este proceso ha sido simulado en atención a la nota de observaciones preliminares de Etapa B de la CNEE "Nota GTEE-NotaS2023-14" numeral 4.

Las empresas que construyen y operan activos distribuidos tienen como parte de sus condiciones de diseño, la consideración de los tiempos de desplazamiento y las restricciones legales y fortuitas al mismo, así como los fenómenos de congestión y dinámica social legal y económica en que se opera y que no pueden excluirse de la consideración del entorno donde opera la empresa optima a modelarse.

Aunque puedan darse excepciones en la circulación de los vehículos de transporte de materiales y personas desde los centros de suministro de materiales a las obras, respecto al horario de salida (o de retorno), las

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

restricciones son instrumentos legales que las municipalidades de: Guatemala, Villa Nueva, Petapa, Mixco y Antigua Guatemala, han determinado.

Incumplir esas restricciones no puede ser un modelo de construcción de una empresa eficiente, de hecho, estas excepciones resultan normalmente en multas impuestas por circular fuera de horarios autorizados.

Se ha solicitado a las municipalidades en varias oportunidades, que concedan una excepción general para que los vehículos de EEGSA puedan circular en las horas de restricción, debido a que el servicio que la empresa presta es esencial para la comunidad, no obstante, dichas solicitudes han sido denegadas.

Algunas excepciones a las restricciones impuestas pueden resultar también, porque se cuenta con la posibilidad de comunicar y solicitar un permiso especial en ciertas municipalidades (donde ha sido posible obtener tal exoneración) para atender estas excepciones y se utiliza el mismo en tales casos, aunque obviamente esta condición excepcional no puede aplicarse al total de los vehículos.

En los análisis presentados originalmente, donde se parte de centros de suministro de materiales discretos, no puede aplicarse un porcentaje de reducción a esta restricción a la circulación de camiones, aun cuando estos se dirijan a trabajos en áreas "sin restricción" pues como comentamos el determinante de la restricción es el punto de salida y no el de llegada.

Por lo anterior se propone una aplicación diferente de los centros de suministro de materiales. Esta descentralización y descongestión de centros de suministro, aun cuando incrementa los costos indirectos, presenta posibilidades de reducir el impacto de estas restricciones de circulación en los costos directos. Se ha incorporado un nuevo porcentaje reducido de impacto de estas reducciones basado en el promedio ponderado de las restricciones aplicables a cada nuevo centro de suministro de materiales. De esta opción de suministro aparecen centros sin ninguna restricción y otros con restricciones parciales; los centros que atienden o deben transitar por municipios con restricciones de circulación mantienen las mismas. Este nuevo porcentaje de restricciones se muestra en los tiempos de proceso y también en la ponderación aplicada.

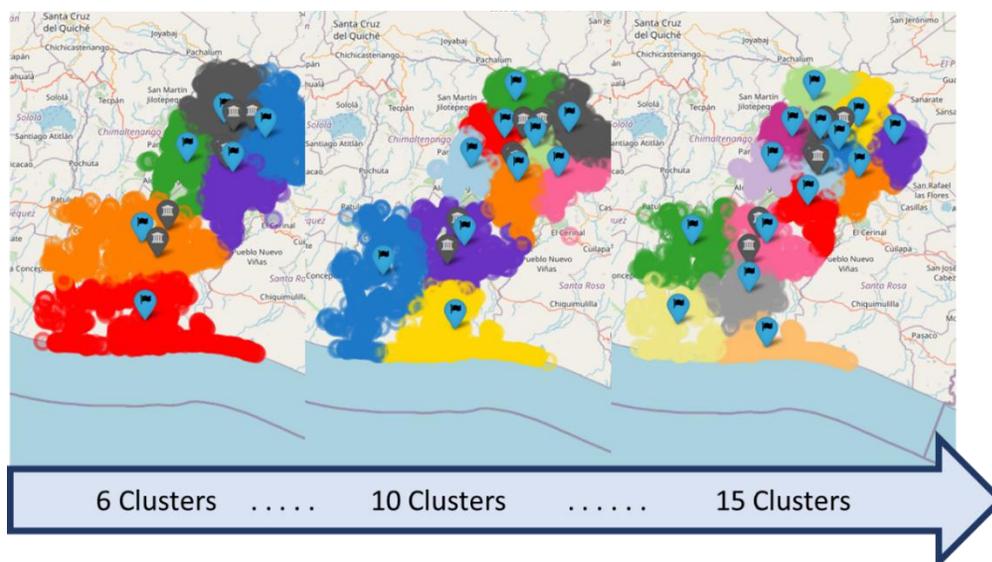
Se ha procedido a la modelación y se indican a continuación las conclusiones de esta:

- El Modelo parte de la premisa de construir en forma hipotética la red completa de EEGSA, cuyo objetivo es crear centros de acopio distribuidos de forma tal, que se reduzcan las distancias entre los centros de operación y los puntos donde se construye la obra.
- La adición de cada centro de acopio significa una disminución en el tiempo de traslado y consecuentemente en varios costos directos (costos por distancia - km de recorrido y costo por tiempo - hora de recorrido) y

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

también un incremento en costos indirectos por la creación de cada centro (infraestructura, recurso humano, abastecimiento de materiales), por lo que el objetivo principal es encontrar el escenario óptimo, en el que se obtenga el menor tiempo posible de traslado con un adecuado nivel de costos, tomando en consideración la geografía del área de autorización de EEGSA y las vías de comunicación existentes.

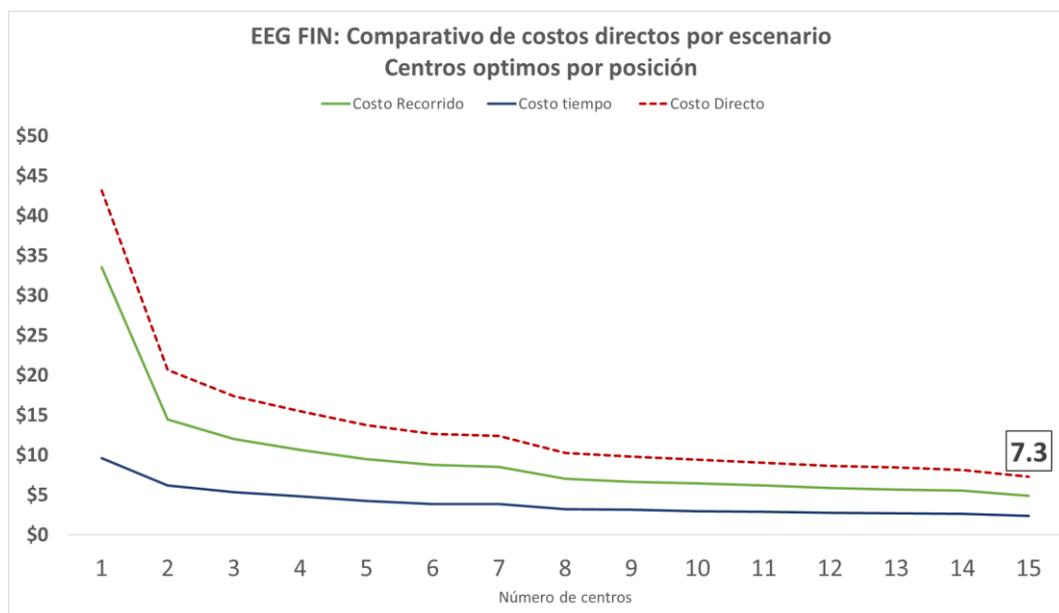
- Para realizar en forma eficiente el abastecimiento de materiales a los distintos centros de acopio, se diseñaron dos grandes Centros de Distribución, ubicados uno al norte de la Capital y otro en el área sur, en Escuintla; en los cuales se almacenarán los materiales provenientes de las importaciones y compras locales. Desde estos Centros de Distribución se abastecerá de materiales en forma periódica a cada uno de los centros de acopio, de tal manera que siempre cuenten con los insumos necesarios para la construcción de la red eléctrica.
- Los escenarios creados consideran la operación hasta de 15 centros.



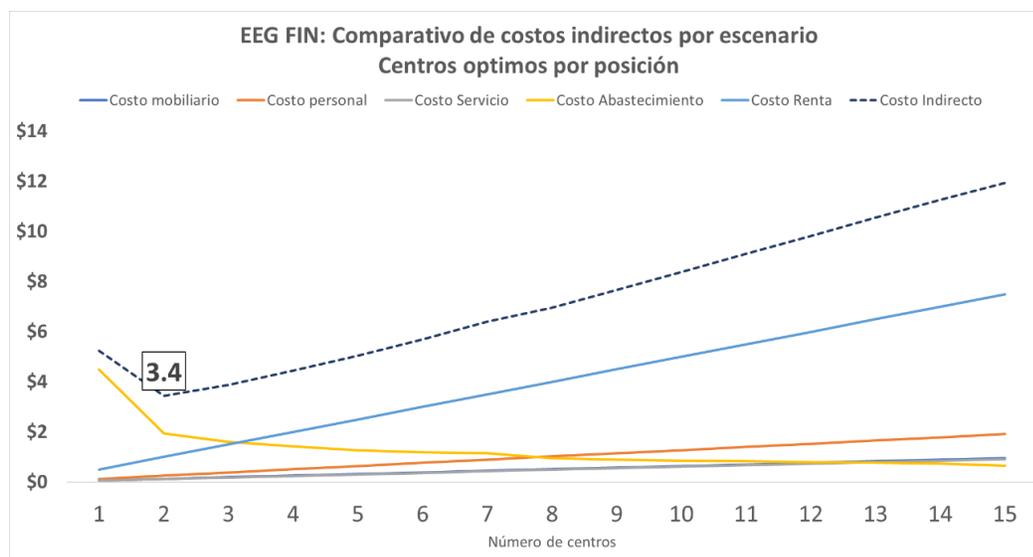
El estudio de la optimización de las distancias y tiempos divide su análisis en la generación de escenarios estratégicos con el fin de establecer la naturalidad del crecimiento de los costos y establecer la tendencia del crecimiento de ellos.

En la figura siguiente se puede observar el comportamiento esperado, en la disminución de los costos directos (mano de obra de cuadrillas y vehículos) se reduce al incrementar el número de centros, pero no es una reducción proporcional al número de centros, sino que cada centro adicional tiene una reducción marginal en el costo menor que el anterior. Tenemos en promedio una disminución de \$738 mil por nuevo a partir de los cinco centros de distribución, llegando al costo mínimo a los 15 centros de distribución (máximo analizado) con \$7.3 millones.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

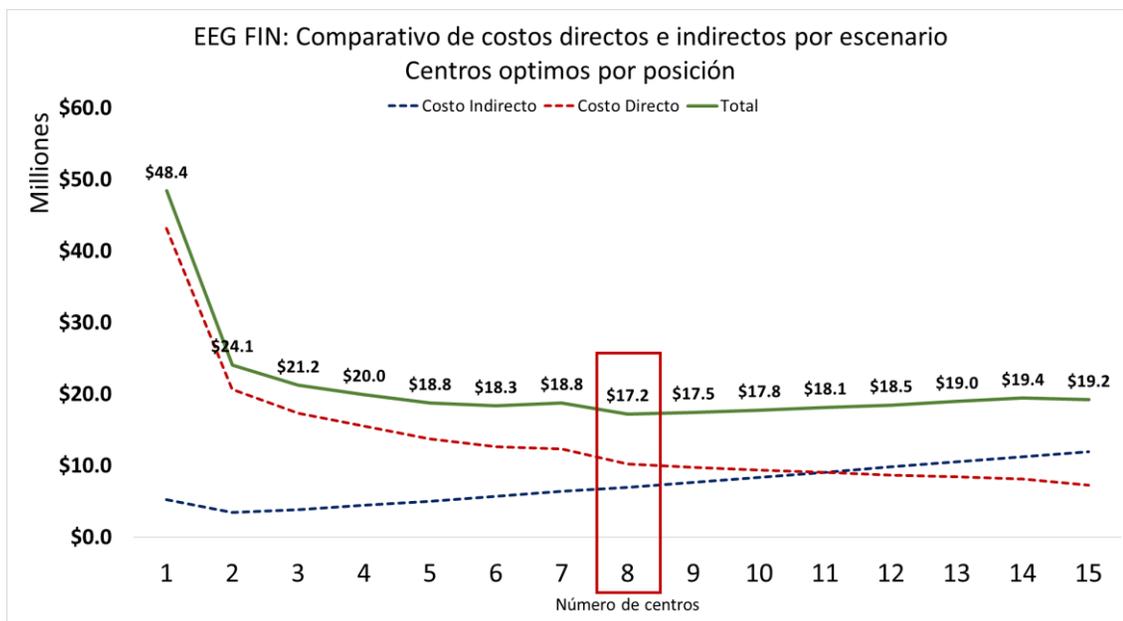


Los costos de indirectos (mobiliario, costo de personal, servicios, renta, costos de abastecimiento) consisten en aquellos necesarios para mantener la operación de los centros de distribución; los precios más sensibles al incremento de centros son el costo del abastecimiento debido a que disminuye la distancia hacia los centros de distribución. La mejora en los costos de abastecimiento de los centros de distribución encuentra su mayor mejora de 1 a 2 centros con \$3.4 millones. Como puede apreciarse en la imagen siguiente el incluir más centros de distribución magnifican el costo indirecto por el aumento proporcional de los costos, especialmente el de renta.



3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Debido a las tendencias opuestas de crecimiento y decrecimiento entre los costos indirectos y directos respectivamente, el punto límite de menor costo existe al encontrar el punto idóneo con valores mínimos de ambos costos. Actualmente al utilizar 8 centros estratégicos se encuentra el punto con menor costo, con un costo directo de Q79.1 millones, y Q53.7 millones en costos indirectos; ascendiendo a un total de \$17.2 millones para este escenario.

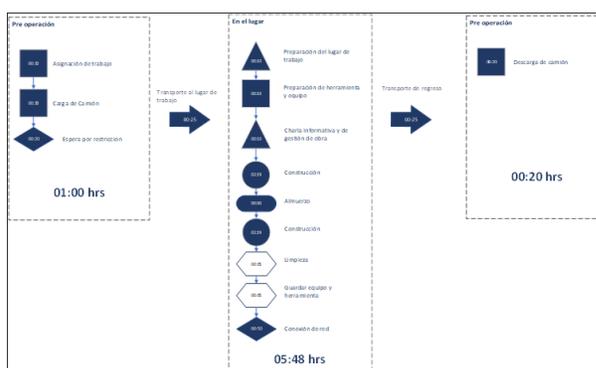
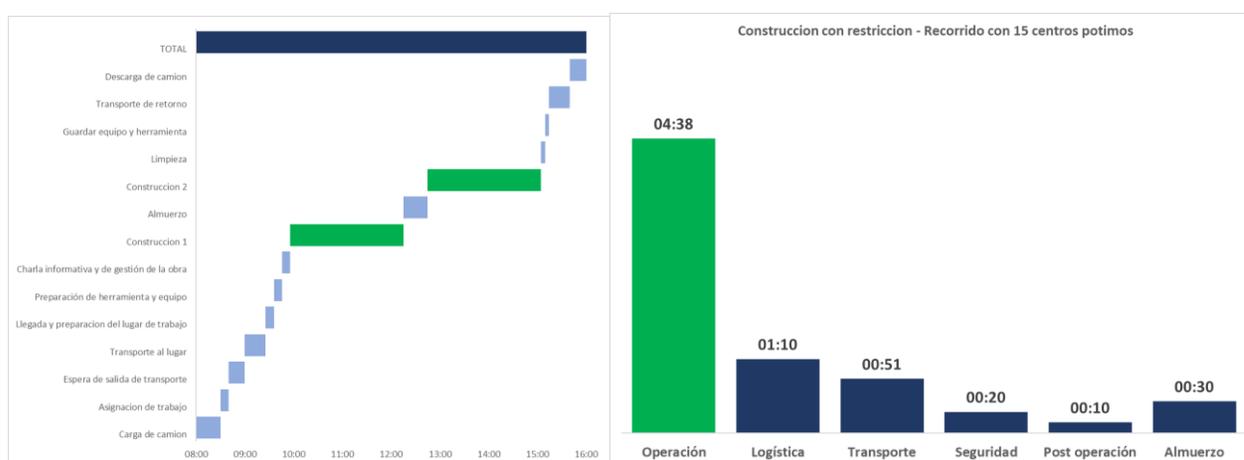


A partir de la figura anterior se determinó que el costo total de operación ira en aumento en función del número de centros de distribución, y de igual manera, el tiempo de traslados se reducirá como se observa en la tabla siguiente. Se tiene un tiempo promedio de atención con 8 centro de distribución de 25.6 min, y 19 min con 15 centro de distribución. De acuerdo con los resultados obtenidos en los escenarios óptimos, determinamos que los escenarios a utilizar en el análisis de jornadas laborales serán los escenarios 8 y 15; siendo el escenario 8 el más eficiente a nivel de costos, \$17.2 millones; y el de 15 siendo el que mejor tiempo de traslado obtuvo, teniendo 19 min de traslado promedio para toda la red.

Escenario	Costos indirectos					Costos directos		Costo Indirecto	Costo Directo	Total	Tiempo promedio	Distancia promedio
	Costo mobiliario	Costo personal	Costo Servicio	Costo Abastecimiento	Costo Renta	Costo Recorrido	Costo tiempo					
1	\$69,760	\$127,548	\$61,143	\$4,488,724	\$499,715	\$39,514,312	\$9,638,042	\$5,240,890	\$43,152,355	\$48,393,245	77.4 min	72km
2	\$127,520	\$255,096	\$122,287	\$1,933,844	\$999,430	\$14,438,725	\$6,211,624	\$3,438,176	\$20,850,349	\$24,088,525	49.9 min	62km
3	\$191,280	\$382,643	\$183,430	\$1,611,163	\$1,499,145	\$12,029,478	\$5,321,923	\$3,867,660	\$17,351,402	\$21,219,062	42.7 min	77km
4	\$255,040	\$510,191	\$244,573	\$1,430,501	\$1,998,860	\$10,680,596	\$4,831,932	\$4,439,164	\$15,512,527	\$19,951,692	38.8 min	92km
5	\$318,800	\$637,739	\$305,716	\$1,269,667	\$2,498,575	\$9,479,754	\$4,248,960	\$5,030,496	\$13,728,714	\$18,759,210	34.1 min	102km
6	\$382,560	\$765,287	\$366,860	\$1,179,508	\$2,998,290	\$8,806,598	\$3,842,184	\$5,692,503	\$12,648,782	\$18,341,285	30.8 min	113km
7	\$446,319	\$892,834	\$428,003	\$1,140,363	\$3,498,004	\$8,514,332	\$3,853,128	\$6,405,524	\$12,367,460	\$18,772,984	30.9 min	128km
8	\$510,079	\$1,020,382	\$489,146	\$945,636	\$3,997,719	\$7,060,433	\$3,189,786	\$6,962,963	\$10,250,219	\$17,213,182	25.6 min	121km
9	\$573,839	\$1,147,930	\$550,290	\$889,489	\$4,497,434	\$6,641,221	\$3,157,421	\$7,658,982	\$9,798,642	\$17,457,624	25.3 min	128km
10	\$637,599	\$1,275,478	\$611,433	\$860,730	\$4,997,149	\$6,426,499	\$2,967,210	\$8,382,389	\$9,393,708	\$17,776,098	23.8 min	138km
11	\$701,359	\$1,403,025	\$672,576	\$825,647	\$5,496,864	\$6,164,555	\$2,877,745	\$9,099,472	\$9,042,299	\$18,141,771	23.1 min	145km
12	\$765,119	\$1,530,573	\$733,719	\$786,778	\$5,996,579	\$5,874,346	\$2,790,364	\$9,812,769	\$8,664,710	\$18,477,479	22.4 min	151km
13	\$828,879	\$1,658,121	\$794,863	\$763,929	\$6,496,294	\$5,703,752	\$2,715,665	\$10,542,086	\$8,419,417	\$18,961,503	21.8 min	159km
14	\$892,639	\$1,785,669	\$856,006	\$738,394	\$6,996,009	\$5,513,100	\$2,643,660	\$11,268,717	\$8,156,760	\$19,425,477	21.2 min	166km
15	\$956,399	\$1,913,217	\$917,149	\$657,015	\$7,495,724	\$4,905,493	\$2,362,397	\$11,939,503	\$7,267,889	\$19,207,392	19. min	158km

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

A continuación, se muestra el proceso de trabajo en una jornada laboral típica para la operación considerando como óptimo el escenario de operación con 8 centros de trabajo, este escenario plantea las condiciones de construcción con restricción, en el cual se contemplan las siguientes condiciones: (1) logística: carga/descarga de camión, asignación de trabajo de cuadrilla y preparación de herramienta y materiales. (2) Transporte: tiempo promedio de transporte de la mejora por colocar 8 centros de distribución en posición óptima. (3) Seguridad: Charla informativa y de seguridad en obra. (4) Espera: espera de salida de transporte por restricción de movilidad para transporte pesado. (5) Post operación: limpieza; y guardar equipo, herramienta y material sobrante.



Desglose de la jornada laboral:

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Actividad	Inicio	Tiempo	Fin	Tiempo acumulac	Unidad operativa	Categoría
Carga de camion	08:00	00:30	08:30	00:30	Almacen	Logística
Asignación de trabajo	08:30	00:10	08:40	00:40	Cuadrilla	Logística
Espera de salida de transporte	08:40	00:20	09:00	01:00	Cuadrilla	Espera
Transporte al lugar	09:00	00:25	09:25	01:25	Cuadrilla	Transporte
Llegada y Preparación del lugar de trabajo	09:25	00:10	09:35	01:35	Cuadrilla	Seguridad
Preparación de herramienta y equipo	09:35	00:10	09:45	01:45	Cuadrilla	Logística
Charla informativa y de gestión de la obra	09:45	00:10	09:55	01:55	Cuadrilla	Seguridad
Construccion 1	09:55	02:19	12:15	04:15	Cuadrilla	Operación
Almuerzo	12:15	00:30	12:45	04:45	Cuadrilla	Almuerzo
Construccion 2	12:45	02:19	15:04	07:04	Cuadrilla	Operación
Limpieza	15:04	00:05	15:09	07:09	Cuadrilla	Post operación
Guardar equipo y herramienta	15:09	00:05	15:14	07:14	Cuadrilla	Post operación
Transporte de retorno	15:14	00:25	15:40	07:40	Cuadrilla	Transporte
Descarga de camion	15:40	00:20	16:00	08:00	Cuadrilla	Logística

Valoración del costo por categoría:

Centro de costo	Tiempo	Costo	Costo por hora	Tipo
Operación	04:38	\$534.98	\$115.13	Productivo
Logística	01:10	\$134.32	\$115.13	Improductivo
Transporte	00:51	\$98.25	\$115.13	Improductivo
Seguridad	00:20	\$17.80	\$53.41	Improductivo
Preparación	00:00	\$0.00	\$0.00	Improductivo
Espera	00:20	\$17.80	\$53.41	Improductivo
Post operación	00:10	\$8.90	\$53.41	Improductivo
Almuerzo	00:30	\$26.71	\$53.41	Improductivo

Este escenario plantea el inicio de la jornada a las 8:00 am, y se considera las restricciones vehiculares. En total en este escenario, la labora de operación productiva de construcción se realiza las 09:55 HRS y finaliza a las 14:41 HRS; completando un total de 04:38 HRS productivas, llegando a terminar el turno a las 16:00 HRS, completando una jornada total de 8 horas. En relación con los costos, el monto más elevado se lo lleva la categoría de operación (construcción), ya que es la categoría la de mayor ocupación en la jornada, alcanzando un costo total de \$534.98, y un costo por hora de \$115.13

Resumen de tiempos productivos e improductivos:

Descripción	Tiempo total	Costo total	Costo por hora
Improductivo	03:21	\$303.78	\$90.59
Productivo	04:38	\$534.98	\$115.13

En este escenario se obtiene un total de 4:38 HRS de tiempo productivo y 3:21 HRS de tiempo improductivo; con un costo de \$115.13 la hora productiva.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

vi. Conclusiones:

Por lo anterior, se concluye para los primeros 4 escenarios, que:

- Después de un análisis de lo indicado en los TDR se concluye que la propuesta de que los trabajadores se presenten al lugar de la obra y no incurran en demoras movilizándose primero a la sede y luego al proyecto no posee viabilidad laboral y ocupacional, e implicaría riesgos que a su vez deberían mitigarse con otros costos de prevención y acuerdos laborales.
- Las simulaciones de procesos realizadas permiten concluir que el procedimiento más eficiente resulta efectivamente el sugerido en los TDR EVAD identificado en este estudio como escenarios 2 y 3, sin embargo, no posee viabilidad laboral y ocupacional, lo cual implicaría riesgos que a su vez deberían mitigarse con otros costos de prevención y acuerdos laborales. Se evidencia que para poder dar cumplimiento a la exigencia explicitada en los TDR de que los trabajadores se presenten al lugar de la obra directamente, deberían cumplir una jornada laboral de 12.40 hs. Una jornada laboral tan extensa no está contemplada en los acuerdos laborales vigentes, y aún en caso de estarlo somete al personal a riesgos por cansancio.
- El escenario 3, que resulta es más eficiente, prevé el mismo proceso de que los trabajadores se presenten al lugar de la obra directamente, pero con transporte por vehículo de 4 ruedas, mitiga parte de los riesgos de seguridad física y por accesos a los diferentes puntos de ubicación de los proyectos, sin embargo, su implementación no evita las negociaciones laborales y el impacto a la salud y riesgos por las largas jornadas de trabajo, lo cual impone otros riesgos al proceso y por ello, no posee y garantiza viabilidad.
- Los escenarios reales (1 y 4) presentan los costos y tiempos de jornada eficientes, ajustados a la realidad laboral donde se desarrolla la actividad de la distribuidora. Entre estas opciones se considera que el escenario 4 resulta el más conveniente a efectos de considerar para la determinación de los costos de construcción optimizada de la red.

Para el nuevo escenario, se concluye que:

- Los tiempos de desplazamiento de vehículos pesados con materiales y herramientas de construcción pueden hacerse más eficientes, con la adición de centros de acopio, sin embargo, estas mejoras de eficiencia, tiene a su vez costos adicionales, particularmente indirectos.
- La modelación muestra que el elemento fundamental para la determinación del modelo eficiente es el total de costos indirectos, el cual ocurre en relación inversa al tiempo de desplazamiento o bien al número

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

de centros de acopio. Los análisis resumidos en tablas y gráfica muestran que, aunque sería posible alcanzar valores de tiempos de desplazamiento de 19 minutos por viaje, tal escenario tiene un costo total mayor a opciones de mayor tiempo de traslado.

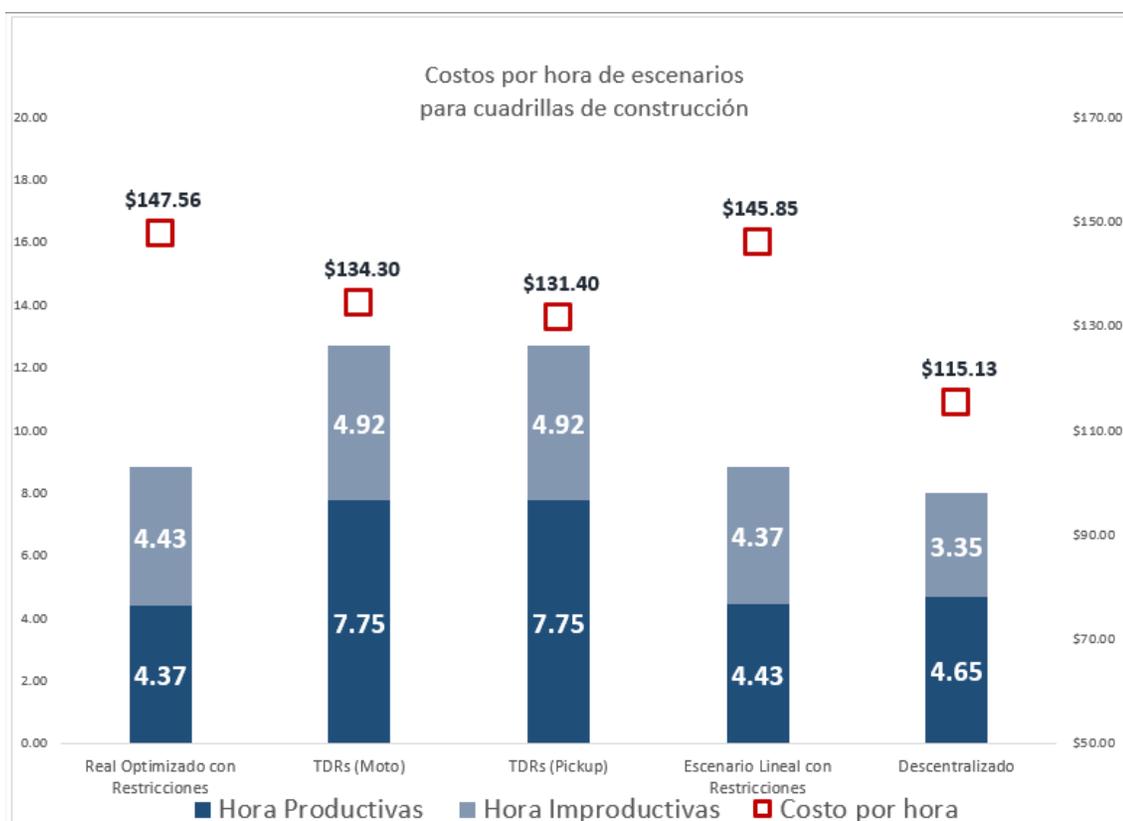
- Los estudios efectuados y adjuntos a esta carta de ampliación y explicación muestran que la mejor reducción de tiempos de desplazamiento y costos ocurre con la modelación de 8 centros de acopio, debido a que, en ese escenario se alcanza un valor de tiempo de desplazamiento por viaje de 25.6 minutos. La gráfica y las tablas muestran la tendencia asintótica de esta operación, dado que los costos serán siempre incrementales con reducciones cada vez más marginales de los tiempos de desplazamiento.
- Por lo anterior, se considera que el escenario con 8 centros de acopio y un tiempo de 25.6 minutos por viaje resulta más eficiente y se utilizará en la versión revisada del informe Etapa B y en los tiempos a aplicar a las UCC para su optimización.
- Debe considerarse que este escenario, efectivamente reduce los tiempos a 25.6 minutos por viaje, pero incrementa los costos totales (directos + indirectos) en US\$ 17.2 millones anuales, esto por la simulación de los 8 centros nuevos de suministro con costos directos de US\$ 10.25 millones e indirectos de operación de US\$ 6.96 millones, en relación con el escenario inicial, los costos indirectos de dichos centros se adicionan al modelo de optimización como un costo anualizado de operación.
- El nuevo factor de tiempos inevitables resultante es de 1.722, el cual se ha utilizado para el cálculo del costo de las Unidades Constructivas.

Los resultados finales de la evaluación de los procesos se muestran a continuación:

Escenario	Horas Laborables [horas]	Horas Productivas [horas]	Eficiencia [%]	Costo Total [USD]	Costo Hora [USD/hr]
Real optimizado (con restricciones)	8:48	4:22	50%	644.37	147.56
Propuesta CNEE (más moto)	12:40	7:45	61%	1,040.82	134.30
Propuesta CNEE (más pickup)	12:40	7:45	61%	1,018.36	131.40

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Escenario	Horas Laborables [horas]	Horas Productivas [horas]	Eficiencia [%]	Costo Total [USD]	Costo Hora [USD/hr]
Real lineal (con restricciones)	8:48	4:26	50%	646.59	145.85
Descentralizado	8:00	4:38	58%	838.76	115.13



De esta manera considerando los costos de mano de obra y tiempo productivo calculado en base al escenario 5 (Descentralizado), se propone como costo horario de la cuadrilla de construcción un valor de \$115.13. Obtenido a partir de un tiempo de trabajo productivo 4 horas con 38 minutos y un costo total de 838.76 USD.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

3.3 REMUNERACIONES

Se desarrollan a continuación los temas correspondientes a los valores unitarios de remuneraciones.

3.3.1 Marco de referencia acorde a los TDR

Los términos de referencias emitidos por la CNEE indican en la sección **3.2.3**:

A. VALORES

"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 utilizan de estas encuestas salariales corresponderán a los valores promedios totales obtenidos".

B. CARGAS SOCIALES

"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 los beneficios laborales, por lo que, se deberá detallar lo que se incluye en la encuesta salarial; si se incluyen los beneficios adicionales de la referida encuesta, no podrán incluirse otros beneficios adicionales durante el desarrollo del estudio. A los valores anteriores únicamente se adicionará las siguientes cargas sociales".

Concepto	Valor
IRTRA	1%
INTECAP	1%
IGSS	10.67%
AGUINALDO	8.33%
BONO 14	8.33%
BONO DECRETO 7-2000	250.00

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

C. INDEMNIZACIONES

Para establecer el porcentaje que corresponde a indemnizaciones la Distribuidora deberá presentar las políticas de indemnización 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 cuáles no. Las indemnizaciones promedio a reconocer corresponderá a multiplicar la indemnización anual equivalente al 8.33% por el cociente de trabajadores a los cuales se les ha pagado la indemnización y el total de los trabajadores que han dejado de laborar en la empresa distribuidora”.

D. PACTOS COLECTIVOS

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

3.3.2 Propuesta de valores a considerar junto con la metodología utilizada para la valorización

En la siguiente tabla se presentan los valores correspondientes al salario nominal promedio de los puestos homologados del mercado de acuerdo con las encuestas SEIS-PWC y TES-Mercer, para una empresa grande, que se propone considerar para el cálculo de las remuneraciones para el cálculo del EVAD.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Niveles	Descripciones	Promedio Salario Nominal Real 31-12-2021 [Qz]	Salario Mensual Promedio (Promedio Ambas Encuestas SEIS-PWC y TRS-Mercer 2021) [Qz]	Promedio Salario Mensual SEIS-PWC 2021 [Qz]	Promedio Salario Mensual TRS-Mercer 2021 [Qz]
N-1	Gerente General	176,558	148,896	130,697	167,095
N-2	Gerente	74,211	76,795	71,347	82,242
N-3	Subgerente	38,575	41,368	44,624	38,113
N-4	Jefe Departamento	34,532	33,442	32,287	34,597
N-5	Jefe Sección	21,197	23,417	22,825	24,010
N-6	Profesional	11,592	13,932	14,285	13,578
N-7	Supervisor	10,359	8,856	9,668	8,044
N-8	Analista	8,242	7,955	7,630	8,280
N-9	Auxiliar	5,854	5,913	5,593	6,233
N-10	Oficinista	4,506	4,555	4,335	4,775

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Considerando los factores legales, el pacto colectivo y otros beneficios, el costo por empleado por nivel se presenta en la siguiente tabla.

Niveles	Descripción de puestos	Qz/mes	Qz/mes	Qz/mes	Qz/mes	Qz/mes
		Salario	Factor Legal	Factor PC	Otros Beneficios	Costo Empresa
N-1	Gerente General	148,896	48,332	61,743	22,334	281,306
N-2	Gerente	76,795	25,049	32,268	11,519	145,631
N-3	Subgerente	41,368	13,609	17,786	6,205	78,969
N-4	Jefe Departamento	33,442	11,049	14,546	5,016	64,054
N-5	Jefe Sección	23,417	7,812	10,448	3,513	45,190
N-6	Profesional	13,932	4,484	6,570	-	24,986
N-7	Supervisor	8,856	2,941	4,495	-	16,292
N-8	Analista	7,955	2,668	4,127	-	14,750
N-9	Auxiliar	5,913	2,047	3,292	-	11,252
N-10	Oficinista	4,555	1,634	2,737	-	8,927

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Para darle uniformidad al cálculo y facilitar la compilación del costo salarial resultante, la organización se dividió en diez niveles jerárquicos uniformes y de aplicación general. Haciendo abstracción de la denominación que se le puede asignar a cada nivel, distinta según los usos y costumbres de cada empresa, en todos los casos el vínculo jerárquico presenta la misma relación. Así el Nivel 1 puede recibir el nombre de director general o gerente general y el Nivel 2 el de director o gerente, pero en todos los casos el primero será el superior jerárquico inmediato del segundo.

Los siguientes niveles estandarizados se utilizan en el modelo de cálculo para la determinación de los costos de explotación:

Nivel	Función	Descripción
1	Gerente General	Ejecutivo máximo de la organización
2	Gerente	Ejecutivo a cargo de un área funcional o territorial
3	Subgerente	Ejecutivo responsable por una de las unidades que componen un área funcional o territorial
4	Jefe de Departamento	Encargado por la administración de un conjunto de unidades funcionales
5	Jefe de Sección	Encargado de asegurar la ejecución de las actividades correspondientes a una unidad funcional
6	Profesional	Ingeniero, Economista, Licenciado, o cualquier profesional de formación terciaria en ejercicio de su especialidad
7	Supervisor	Encargado de la supervisión directa de empleados administrativos
8	Analista	Responsable de reunir, analizar e interpretar todos los datos que le sean encomendados por la empresa
9	Auxiliar	Responsable entre varias actividades de: organizar agenda, manejo de conmutador, archivar expedientes, realizar oficios, envíos de documentos por paquetería, realizar conciliaciones bancarias, etc.
10	Oficinista	Empleado responsable de tareas administrativas

Los valores propuestos se basan en un diagnóstico de competitividad salarial externa para EEGSA.

Anzil Federico comenta que *“Se entiende por competitividad a la capacidad de una organización pública o privada, lucrativa o no, de mantener*

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

sistemáticamente ventajas comparativas que le permitan alcanzar, sostener y mejorar una determinada posición en el entorno socioeconómico. La competitividad tiene incidencia en la forma de plantear y desarrollar cualquier iniciativa de negocios, lo que está provocando obviamente una evolución en el modelo de empresa y empresario”...

A continuación, se presenta el proceso realizado para determinar los costos salariales, teniendo en cuenta las características de EEGSA y el entorno en que opera, de esta manera lograr una estrategia salarial competitiva que le permita operar de manera eficiente, sabiendo el papel preponderante que tiene la distribución de energía eléctrica en el desarrollo de un país.

A. LINEAMIENTOS GENERALES

A continuación, se listan los lineamientos generales para determinar las remuneraciones:

1. Como primer paso se procedió a la revisión y/o actualización de las descripciones y perfiles de puestos, a fin de determinar la mejor forma de homologación con el mercado. Se pudo determinar que el aspecto más relevante de los perfiles de puestos es la especialización requerida para cumplir con las funciones, actividades y responsabilidades de los puestos que demanda especialización profesional.
2. Se revisó las encuestas salariales disponibles en el mercado nacional, con el objetivo de determinar las más apropiadas para comparar los puestos y salarios, tomando en cuenta que se debe contar con catálogos de puestos que permita la homologación del 100% de puestos en el mercado guatemalteco. Considerando lo anterior se determinó que las encuestas de SEIS-2021 de Price Waterhouse Coopers y la TRS de Mercer 2021, son las más apropiadas ya que cumplen con todos los factores requeridos para cubrir los requerimientos de empresas optimas en el mercado.
3. Tanto Price Waterhouse Coopers y como Mercer, son empresas reconocidas en el medio y cuentan con amplia experiencia por más de 20 años en el mercado, sus componentes de remuneración son muy similares, tal como muestra el cuadro comparativo a continuación:

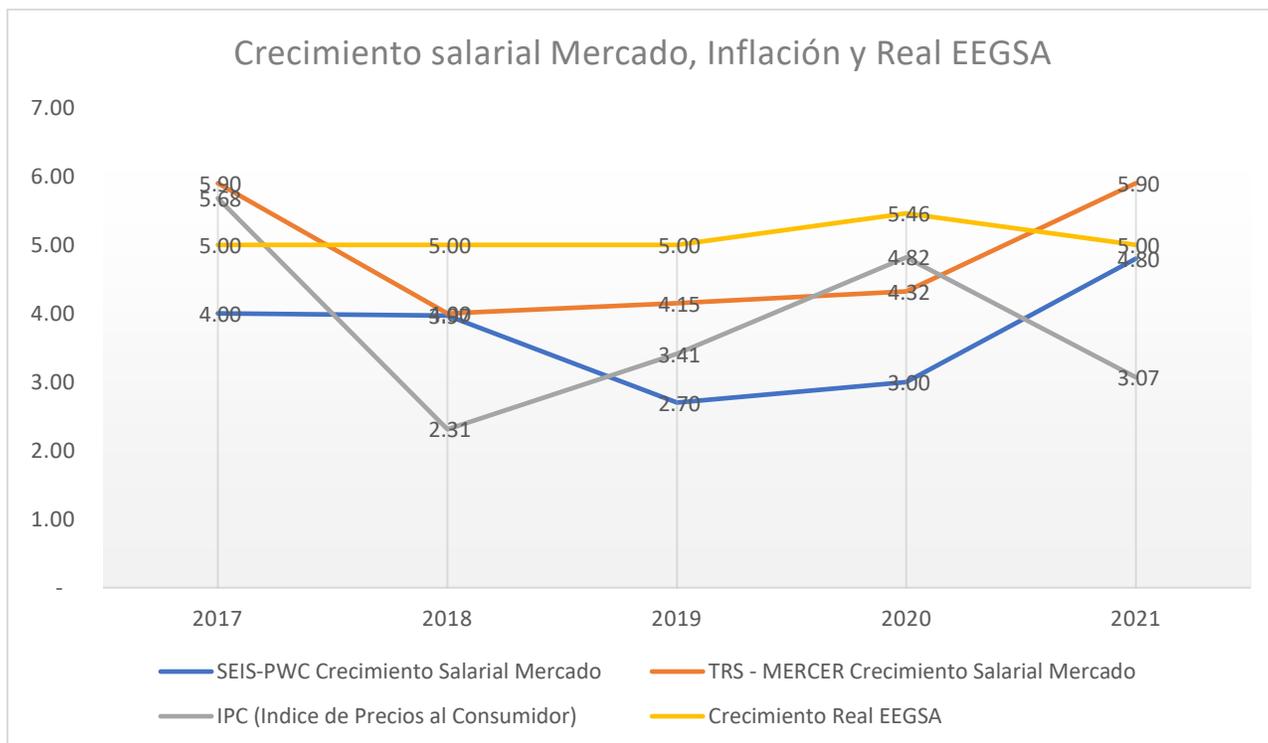
Componentes de la Remuneración en Encuestas SEIS-PWC y TRS-MERCER 2021

Empresa	Salario Base	Pago Garantizado (Total compensación fija anual)	Pago Variable (Compensación Variable)	Beneficios en Efectivo	Beneficios en Especie	Beneficios a Largo Plazo	Remuneración Total Anual (todos los pagos fijos y variables recibidos en el año + valor anualizado de los beneficios)
SEIS - PWC	X	X	X	X	X		X
TRS - MERCER	X	X	X	X		X	X

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

4. Ambas encuestas dentro de su componente de remuneración total anual incluyen la modalidad del pago de bono variable, rubro que va asociado al cumplimiento de objetivos de desempeño y de negocio, promoviendo la eficacia en la gestión de los cargos directivos, que les permita optimizar recursos y procesos para alcanzar los resultados.
5. Dentro de su estudio de mercado salarial, ambas encuestas no incluyen las cargas sociales en su componente de remuneración total anual, el mismo va enfocado únicamente a los ingresos garantizados para cada posición.
6. Se realizó la homologación de los puestos, en base a las descripciones y/o requerimientos de los perfiles de los mismos, para ambas encuestas, bajo el concepto que un homólogo es lo que se define como aquello que es similar a algo por compartir características comunes, pero no es exacto.
7. Se revisaron los salarios de los puestos homologados de EEGSA contra el mercado en las posiciones Cuartil 2 (percentil 50) y Cuartil 3 (percentil 75), por ser las posiciones salariales que pueden ser competitivas en el mercado y ser equilibradas respecto del costo de mano de obra de una empresa.
8. Se determinó que existe otra variable para comparación salarial de equidad externa como la inflación, porque ha sido durante muchos años referente para análisis salarial. Al realizar gráficamente el análisis de los últimos 5 años se determinó que el comportamiento del mercado salarial es independiente de la inflación.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia



Fuente:

Inflación: INE IPC Interanual

Incrementos Estudios de Mercado: SEIS-PWC y TRS Mercer 2021.

Datos Reales EEGSA.

9. Se investigó el crecimiento del sector eléctrico, en virtud de que está íntimamente ligado a la demanda de mano de obra especializada, e incide en la determinación de posiciones salariales competitivas. Se determinó que del 2012 al 2017 ha crecido en un 26% y del 2017 al 2021 creció en un 9.63%, por lo que la competitividad por mano de obra especializada se ha incrementado.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

CRECIMIENTO DE AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO (2012, 2017 a 2021)

Tipo de agente	Número de agentes en el Mercado		
	2012	2017	2021
Comercializadores	18	21	21
Generadores	41	59	61
GDR's	14	49	62
Distribuidores	3	3	3
Transportistas	6	11	13
GU's d	19	9	-
GU's Rep	822	1010	1114
TOTAL	922	1162	1274

10. Se investigó sobre la oferta en el mercado nacional de personal especializado, ingenieros eléctricos, requerido en los perfiles del puesto de EEGSA, y se determinó que únicamente la Universidad de San Carlos de Guatemala forma este tipo de profesionales. Los ingenieros eléctricos, de preferencia son requeridos para ocupar los puestos de Supervisores, Profesionales y Directivos de las áreas técnicas del negocio, debido a los conocimientos requeridos para desempeñar adecuadamente las funciones actividades y asumir las responsabilidades en estos puestos.

B. ANÁLISIS ENCUESTAS Y SALARIO REAL 2021

Con la finalidad de presentar un análisis que represente los niveles de la organización y se preste para recomendaciones concretas, se realizó una comparación de los salarios reales y las encuestas de mercado, utilizando dos firmas especializadas de reconocida reputación en el tema, dando una base sólida al análisis salarial con doble homologación y referencia.

Las firmas especializadas de primera línea son:

- Encuesta de mercado guatemalteco SEIS 2021 de PWC (Price Waterhouse Coopers)
- Encuesta de mercado guatemalteco TRS 2021 de MERCER.

Se utiliza los valores promedio de los Q2 para los niveles del 7 al 10 y Q3 para los niveles 1 al 6 de ambas encuestas salariales, para estar más cerca de la realidad del mercado.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

El cuadro de comparación tiene los datos que fueron determinados por las bases expuestas, y que son los siguientes:

- Nivel de organización: Nivel salarial enumerado de 1 a 10 siendo el uno el más alto (Gerencia general) y el 10 el más bajo.
- Salario 2021: Salario promedio mensual del Nivel de la organización a diciembre 2021.
- Competitividad salarial: PIR (posición en rango) del salario = $\frac{\text{salario}_{2021}}{\text{Salario promedio (ambas encuestas)}}$ mercado del rango que le corresponda, esta posición define la competitividad en el mercado. Un PIR apropiado va de 90% a 110%, pues presenta una posición relativa al manejo de bandas salariales por nivel, aplicando el principio de administración salarial por bandas, estas tienen una amplitud de un 20%. Este 20% se define un 10% bajo el punto de comparación y 10% sobre el mismo punto, a fin de mantener el manejo de salarios de ingreso y desarrollo del salario del trabajador en el puesto durante un período de tiempo.
- Salario promedio Mercado Encuesta SEIS PWC y TRS Mercer en Q2 y Q3 2021: el salario promedio de los puestos homologados del mercado, pagado en los niveles respectivos.

COMPARACION SALARIAL NIVELES 1 A 6

Niveles	Descripciones	Promedio salarial Nominal Real	Competitividad Salarial (salario vrs. Mercado 2021)	Salario Mensual Promedio (considerando ambas encuestas)
N-1	Gerente General	176,558	119%	148,896
N-2	Gerente	74,211	97%	76,795
N-3	Subgerente	38,575	93%	41,368
N-4	Jefe Departamento	34,532	103%	33,442
N-5	Jefe Sección	21,197	91%	23,417
N-6	Profesional	11,592	83%	13,932

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

COMPARACION SALARIAL NIVELES 7 A 10

Niveles	Descripciones	Promedio salarial Nominal Real	Competitividad Salarial (salario vrs. Mercado 2021)	Salario Mensual Promedio (considerando ambas encuestas)
N-7	Supervisor	10,359	117%	8,856
N-8	Analista	8,242	104%	7,955
N-9	Auxiliar	5,854	99%	5,913
N-10	Oficinista	4,506	99%	4,555

Se puede observar que el PIR de los niveles 2, 3, 4, 5, 8, 9 y 10 están a un nivel apropiado de competitividad salarial (entre 90% a 110%).

Los niveles 1 y 6 muestran un PIR en el rango de 10% o menos, respecto del mercado, esto se explica por la influencia de los siguientes factores:

- Son los niveles que han tenido más demanda de especialistas debido al crecimiento del mercado de agentes en un 9.64% durante los últimos 5 años (Base de estudio número 6), y que se ha tenido una oferta sin mayores cambios, pues sigue habiendo una sola universidad que forma Ingenieros eléctricos, esto ha hecho que se hayan comportado fuera de las proyecciones y patrones de diseño salarial regulares.
- Analizando que aún el índice de rotación voluntaria de EEGSA se encuentra en 2.35%, y que su competitividad salarial de nivel 6 están declinando por un cambio inesperado de oferta y demanda, se puede afirmar que éste es el umbral de cambio de comportamiento de un mercado que estaba relativamente estable y que se está a tiempo para cambiar el diseño de la escala salarial.
- Siendo consistentes, estamos aplicando el mismo criterio utilizado en EVAD 2018-2023, en la que se muestra que para lograr ser eficientes y competitivos en el mercado para los cargos críticos de negocio y estratégicos, se aplique el Q3 del estudio.

C. ESTRATEGIA RECOMENDADA

De acuerdo con las bases del estudio y al análisis comparativo realizado, la propuesta de salario nominal considera una estrategia de competitividad de la compensación para sostener a futuro una competitividad salarial externa que permita a EEGSA contar con el personal que posea las competencias que permitan una operación confiable y continua. Por este motivo se recomienda:

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

- Utilizar ambas encuestas y aplicar el promedio de salario en los cuartiles 3 (percentil 75) para los niveles del 1 al 6 y el promedio de salario en los cuartiles 2 (percentil 50), tomando en cuenta que son empresas especializadas y reconocida reputación en el tema, que permita dar solidez a la doble homologación para una mejor referencia.
- Para los niveles del 1 a 6 se tenga una política salarial en el cuartil 3 (percentil 75), por el comportamiento de la oferta y demanda de profesionales especializados en el sector y considerando que los niveles de especialización y profesionalización internos de EEGSA están en esos niveles (información determinada en el levantamiento y revisión de perfiles de puestos).
- Los niveles 7 a 10 pueden mantenerse en el cuartil 2 (percentil 50) debido a que presentan un PIR dentro del manejo competitivo de escala salarial, y para estos puestos el mercado no tiene oferta restringida (son oficinistas, auxiliares y analistas).
- Cambiar el diseño de la curva de la escala salarial de forma que se apegue de manera más cercana al comportamiento observado en el mercado salarial en el que compite EEGSA, específicamente en los niveles 3, 4, 5, 6 y 7 (referirse a las observaciones del análisis).
- El reconocimiento del bono variable de directivos al valor de mercado, tomando en cuenta que, en el mercado, la compensación variable forma parte de la remuneración total garantizado de cada una de las posiciones de cargos directivos, porque este rubro va asociado a la eficiencia y eficacia en la gestión individual y organizacional para el logro de los resultados. Contribuye a una gestión eficiente y eficaz en los diferentes procesos asignado a las posiciones directivas dentro de la organización.
- Solicitar reconocimiento de las cargas sociales (IGSS patronal, Irtra, Intecap) sobre los rubros de Bono Vacacional y Bono Variable, dando cumplimiento a lo establecido en el acuerdo No. 1118 artículo 4, de la junta directiva del IGSS. Los rubros de Bono Vacacional y Bono Variable, se incluyeron para la cotización del seguro social, dicho dictamen de Auditoría externa, hace referencia de las implicaciones legales al no contribuir sobre estos conceptos y respaldados con un dictamen de un experto laboralista, (Se anexa Dictamen), se da cumplimiento al grabar estos rubros con las cargas sociales.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

<ul style="list-style-type: none"> — EEGSA — ENERGICA — COMEGSA — AMESA 	<p>Remuneraciones no afectas al pago de IGSS</p> <p>Las compañías otorgan remuneraciones a sus colaboradores por conceptos tales como: bonificación (vacacional, por antigüedad y único por productividad), kilometraje, prestaciones por fallecimiento, nacimiento y viáticos (estos últimos no son documentados). Nos indicaron que las anteriores remuneraciones no forman parte de la base de cálculo de las cuotas del seguro social.</p>	<p>En conjunto con la Gerencia de Gestión Humana, Gerencia General de País y CDA, se cambió en 2020 y ahora se tributa sobre los conceptos que se describen.</p> <p>El criterio para el año 2019 es no tributar el IGSS y pagar el ISR correspondiente, determinando que el gasto es no deducible.</p> <p style="text-align: right;">(Continúa)</p>
---	---	---

- No considerar exclusiones con relación a los beneficios de Pacto, ya que las mismas son de aplicación general a todo el personal, tal como lo establece en el artículo 106 de la Constitución Política de la Republica de Guatemala, donde establece que los derechos de los trabajadores no pueden ser disminuidos, como respaldo adjuntamos extracto del previo que emitió el Ministerio de Trabajo, durante el proceso de homologación del pacto del periodo 2018 al 2021, que hace referencia que el Artículo 3 del pacto, denominado ámbito personal de aplicación, donde se realiza exclusiones de cargos de confianza, es inconstitucional por lo que se debía eliminar dicho artículo del pacto.

Del análisis de la documentación presentada se establece que PREVIO a proceder a la Homologación del referido instrumento normativo se debe cumplir, dentro del plazo de DIEZ DIAS, con lo siguiente

A. Pronunciarse respecto a los puntos siguientes:

- 1- En el apartado denominado "INTRODUCCIÓN", corregir la fecha de registro del " SINDICATO LUZ Y FUERZA DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA", y los números de folios de dicha inscripción, de conformidad con la certificación extendida por el Secretario A.I. del Departamento de Registro Laboral de la Dirección General de Trabajo adjunta a la solicitud de homologación del pacto colectivo.
- 2- En relación al artículo 3, denominado "ÁMBITO PERSONAL DE APLICACIÓN", adecuarlo a lo establecido en los Artículos 4, 12, 19, 25 y 50 del Código de Trabajo, en virtud de que los derechos de los trabajadores no pueden ser disminuidos de conformidad con lo establecido en el artículo 106 de la Constitución Política de Guatemala: "...Irrenunciabilidad de los derechos laborales. Los derechos consignados en esta sección son irrenunciables para los trabajadores, susceptibles de ser superados a través de la contratación individual o colectiva, y en la forma que fija la ley. Para este fin el Estado fomentará y protegerá la negociación colectiva. Serán nulas ipso jure y no obligarán a los trabajadores, aunque se expresen en un contrato colectivo o individual de trabajo, en un convenio o en otro documento, las estipulaciones que impliquen renuncia, disminución tergiversación o limitación de los derechos reconocidos a favor de los trabajadores en la Constitución, en la ley, en los tratados internacionales ratificados por Guatemala, en los reglamentos u otras disposiciones relativas al trabajo. En caso de duda sobre la interpretación o alcance de las disposiciones legales, reglamentarias o contractuales en materia laboral, se interpretarán en el sentido más favorable para los trabajadores." (La negrilla es propia, no consta en el texto original).

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

3.4 VEHÍCULOS Y EQUIPOS DE MONTAJE

Se desarrolla a continuación el cálculo de los valores correspondientes a valores unitarios de vehículos y equipos de montaje.

3.4.1 Marco de referencia acorde a los TDR

A. VALORES

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

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

Los costos anteriores deberán desagregarse es su componente variable y fija. Se debe incluir un análisis del costo horario por tipo de actividad (para construcción y operación/mantenimiento). Para el efecto deberán determinarse los recorridos promedio de los vehículos para actividades en áreas urbanas en damero y el resto de red, con base a estadística reales (de los últimos 5 años) debidamente documentada y que la Distribuidora para su aprobación a la CNEE.

B. RENDIMIENTOS POR VEHÍCULO

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

Asimismo, se deberá incluir una propuesta para el costo de una motocicleta En caso la Distribuidora utilice vehículos de otro tipo (híbridos, eléctricos, etc.) podrá hacer una propuesta de reconocimiento de dicha tecnología, la cual se

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

evaluará comparando eficiencias y costo beneficio en el mediano y largo plazo versus las otras tecnologías disponibles.

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

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

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

C. ANÁLISIS DE COMPRA, ALQUILER Y LEASING

La Distribuidora deberá hacer en análisis correspondiente para definir la forma óptima del suministro de vehículos y equipos de montaje, para la 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.

3.4.2 Propuesta de valores a considerar junto con la metodología utilizada para la valorización

Para los efectos de la determinación de los costos de vehículos y montaje se ha considerado la siguiente clasificación:

- Vehículos livianos:
 - Pick up
 - Doble tracción
 - Simple
 - Jeep
- Vehículos pesados
 - Camiones
 - Grúas

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

- Elevador canasta.
- Montacargas
- Motocicleta

En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes del cálculo efectuado del costo de vehículos a considerar para el cálculo del EVAD, aplicando la metodología indicada en los TDR.

Vehículo	Costo total [USD/hora]
Pick-up de doble tracción	6.30
Pick-Up sencillo	5.68
Jeep, Sedan/coupé	5.61
Camión de 4.0 toneladas	10.59
Grúa de 2.5 toneladas	22.56
Camión de 4.0 ton + grúa de 2.5 ton	32.13
Camión de 10.0 toneladas	16.35
Camión de 16 toneladas	18.18
Grúa de 9.5 toneladas	18.50
Camión 10 ton + grúa de 9.5 ton (articulada)	33.40
Grúa telescópica 9.5 toneladas	32.15
Camión 10 ton + grúa de 9.5 ton (telescópica)	47.05
Camión de 1 canasta	54.45
Camión de 2 canasta	72.63
Motocicleta	4.92
Camión grúa de 12 ton (telescópica)	40.88
Montacargas 3 toneladas	14.31

No fue posible desagregar los costos de vehículos de construcción de los de operación y mantenimiento, dado que los contratistas no tienen separado los vehículos para cada tipo de actividad y utilizan el mismo tipo de vehículo para realizar ambas actividades. A su vez, surge la necesidad de incorporar la grúa aislada, montacargas y camión de 16 toneladas entre los vehículos no considerados en los TDR. La grúa aislada es utilizada en gran parte de las tareas de operación y mantenimiento que se efectúan en condiciones de red energizada y que requiere este tipo de vehículo especializado. El montacargas y

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

camión de 16 toneladas se usa en las actividades de traslado de transformadores hacia el taller.

Además, debe considerarse que el concepto de vehículo utilitario y equipo de montaje se superpone en beneficio de la eficiencia del proceso, en la gran mayoría de los casos se ejecuta la operativa de construcción y operación y mantenimiento en base a cuadrillas que utilizan un camión de tonelaje variable (4 a 10 tons) acoplado a un equipo grúa que puede poseer condiciones aislantes o no aislantes, según su participación en el proceso de construcción y operación y mantenimiento (tareas que se efectúan en más de un 70-75% en condiciones de red energizada).

De acuerdo con lo indicado en los Términos de Referencia del EVAD se realizó un análisis para determinar el costo de capital considerando la vida útil del parque de vehículos propios de la Distribuidora y de sus contratistas.

Como resultado del análisis se determinó que el precio eficiente para vehículos resulta considerando unidades nuevas a costo de reposición de mercado. Para el análisis se tuvo en cuenta el costo de los vehículos a nuevo y los costos fijos y variables. El cálculo evidencia que los costos horarios resultan más elevados en el caso de utilizar vehículos usados o de renta. El resultado del análisis se detalla en el punto 5.2.3 del informe de etapa B, y se presenta a continuación una tabla de resultados resumen.

Parámetros	Unidad	Vehículo Nuevo	Vehículo Real	Vehículo Alquiler
Camiones Linieros Grandes	USD/hora	33.40	43.1	35.10
Camiones Linieros Pequeños	USD/hora	32.13	34.3	34.07
Camiones de 4 toneladas	USD/hora	10.59		13.07
Pick up	USD/hora	6.30	6.44	8.39
Montacargas 3 toneladas	USD/hora	14.31		17.56

Un detalle del cálculo de los costos correspondientes a los distintos vehículos, aplicando la metodología indicada en los TDR, se detalla a continuación.

A. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE COSTO DE VEHÍCULOS NUEVOS

A continuación, se presenta la metodología utilizada para determinar los costos de vehículos nuevos. El archivo Etapa B Análisis de Vehículos Nuevos contiene los detalles de los cálculos.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

i. Costo de capital

El costo de capital incluye los siguientes elementos:

Precio de vehículos y equipos

El precio de los vehículos se sustenta sobre la base a ofertas de unidades a costo de reposición y máxima eficiencia y en el caso de las flotas de contratistas, en función a documentación de compras de vehículos reales por parte de los contratistas que operan el proceso.

El Precio de las unidades propuestas es al 31 de diciembre 2021 y están basadas en ofertas locales y del exterior. Para los casos dónde se obtuvieron más de una cotización se utilizó la más económica. Entre las opciones de vehículo livianos se incluye un vehículo eléctrico y una motocicleta. En el modelo desarrollado en la planilla Excel adjunta se pueden ver todas las cotizaciones.

Vida Útil

Las vidas útiles de los vehículos utilitarios y equipos de montaje se determinaron en función de la información contenida en los catálogos de los oferentes, considerando el estándar de 200,000 kilómetros o 20,000 horas para vehículos pesados, para condiciones de alta eficiencia continuada, mantenimiento preventivo según especificaciones del fabricante y ningún mantenimiento correctivo ni costos por indisponibilidad.

Sobre la base de las velocidades promedio para zonas urbanas y rurales, los km recorridos antes de llegar al fin de su vida útil, y el tiempo neto disponible de una operación eficiente se calculó la vida útil para cada tipo de vehículo y los km recorridos por año tal como se detalla en la siguiente tabla.

Parámetros	Unidad	Vehículos Livianos	Vehículos Pesados	Moto
Límite de vida útil	km	250,000	200,000.0	100,000
Velocidad promedio	Km/hora	32.1	30.5	45.0
Tiempo neto vehículo rodando	Hs	622	622	375.6
Km recorridos por año	km	19,936	18,940	16,904
Vida útil	años	12.5	10.6	5.9

Factor de recuperación de capital (FRC)

El FRC se determinó utilizando un WACC del 7% (después de impuestos) a falta del informe del regulador sobre la actualización de dicho valor. Resulta

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

necesario mencionar que, dado que la distribuidora EEGSA opera los segmentos de construcción y operación y mantenimiento bajo un modelo de outsourcing que opera sobre un mercado competitivo de contratistas de servicios de red, la tasa regulada del WACC no refleja necesariamente las condiciones del mercado real. Sin embargo, bajo la consideración de la hipótesis de que se está dimensionando una empresa modelo, se ha utilizado ese valor de tasa para el cálculo del FRC a aplicar a las inversiones asociadas a vehículos y equipos de montaje.

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

Dónde:

I=9.23% (antes de impuestos)

N= vida útil

Valor residual

Se consideraron los siguientes valores dependiendo el tipo de vehículo.

Tipo de vehículo	Valor residual
Livianos	30%
Pesado	15%

ii. Otros Costos

Se consideran los valores indicados en los TDR, aplicables sobre el valor de inversión a nuevo del vehículo.

Costo	Valor
Mantenimiento vehículos livianos	10%
Mantenimiento vehículos pesados	7.5%
Varios	6%
Estructura y margen del contratista	23.3%

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

iii. Costos de combustibles

Se utilizan los rendimientos por tipo de vehículo establecidos en los TDR para determinar los consumos de combustible por tipo de vehículo.

Además, resultó necesario adicionar el consumo por operación de grúas y equipos y herramientas neumáticas asociadas a la unidad de transporte. Esto se debe a que las unidades vehículo utilitario más grúa, no son únicamente unidades para el transporte de materiales y personas, sino unidades herramientas de trabajo que normalmente operan “en Ralenti” por la operación de grúas y equipos y herramientas neumáticas asociadas. Por lo anterior el estándar de operación de estas unidades refleja su eficiencia en costos por hora de operación y no únicamente en términos de costos por kilómetro recorrido. En la tabla siguiente se ha adicionado en las últimas filas el consumo horario para este tipo de vehículo cuando se encuentra en modo operación de grúas y equipos y herramientas neumáticas asociadas.

Tipo de Vehículo	Combustible	Unidad	Rendimiento [km/galón]
Vehículos livianos (simple)	Diesel	km/galón	37
Vehículos livianos (4x4)	Diesel	km/galón	33
Vehículos livianos (Gasolina)	Gasolina	km/galón	46
Vehículos pesados (4tn) y grúas	Diesel	km/galón	24
Vehículos pesados (4tn)	Diesel	km/galón	27
Vehículos pesados (10tn)	Diesel	km/galón	19
Vehículo pesado con grúa	Diesel	galón/hora	1.15
Montacargas	Diesel	Galón/hora	0.92

El costo de combustible utilizado a valores de diciembre 2021 se presenta en la siguiente tabla.

Combustible	Valor [Qz/galón]
Diesel	29.82
Gasolina	25.39

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

El costo de combustible se corresponde con el cálculo de los costos por distancia recorrida y horas de operación anuales empleadas por vehículo y se considera como costo variable.

iv. Disponibilidad horaria por tipo de vehículo

Se presenta a continuación la disponibilidad horaria por tipo de vehículo calculada considerando el total de horas de trabajo, descontando los tiempos de mantenimiento planificado y no planificado. El total de horas de uso por año se utiliza para el cálculo del costo horario, como divisor del costo total por tipo de vehículo.

Parámetros	Unidad	Vehículos Livianos	Vehículos Pesados	Moto
Tiempo Disponible	Horas	2,304	2,304	396
Duración mantenimiento Planificado	Horas	32	32	11
Duración mantenimiento No Planificado	Horas	15	15	9
Horas totales de uso por año	Hs/año	2,257	2,257	376

El detalle de los parámetros considerados para el cálculo se indica a continuación.

- Tiempo disponible: aprovechamiento óptimo de horas diurnas. Se consideró disponibilidad ilimitada para todas las horas del año
- Tiempo mantenimiento Planificado: 32 hs/año, considerando mantenimiento planificado cada 5000 km para vehículos livianos y 5000 km o 400 horas de uso para Pesados
- Tiempo mantenimiento NO Planificado: 15 hs/año tiempo medio de reparación por averías

B. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE COSTO DE VEHÍCULOS REALES

A los efectos del cálculo EEGSA utilizo la siguiente información.

- Inventario de unidades disponibles al servicio de EEGSA
- Año de compra de la unidad

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

- Precios de compra de la unidad
- Recorridos y costos de operación y mantenimiento
- Utilización de Vehículos
- Indisponibilidad de unidades

El análisis del costo horario de los vehículos se realizó por tipo de vehículo:

- Camión Liniero pequeño entre 3 y 7 toneladas
- Camión Liniero entre 8 y 15 toneladas
- Pick Up

En el archivo Excel Etapa B Análisis de Vehículos reales.xlsx se presenta el análisis para la consideración de la flota real.

A continuación, se describe la metodología utilizada para determinar los costos correspondientes a los vehículos existentes.

i. Costo de capital

El costo de capital incluye los siguientes elementos:

Precio de vehículos

Sobre la base de los datos informados por los contratistas se calcularon los siguientes datos promedio por tipo de vehículo:

- Años de uso: 12 años
- % de depreciación anual del vehículo: Se adoptó un valor de 10%. Este valor se obtiene del promedio de los valores del seguro del vehículo.

Este porcentaje de depreciación sobre saldos se aplicó a toda la flota para determinar un valor depreciado al 31 de diciembre 2021.

Vida útil

La determinación de las vidas útiles remanentes se realizó sobre la base de pruebas de laboratorio respecto del estado de los vehículos, mediante la aplicación del siguiente procedimiento:

- Se consideró una muestra de 7 vehículos de la flota que fueron sometidos a pruebas de laboratorio focalizadas en la medición de compresiones con el equipo Magnehelic. Los resultados se incluyen en la carpeta Resultados de Inspección Vehículos Reales, del expediente que acompaña el presente informe.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

- Del resultado de las pruebas se concluyó que la expectativa de vida útil de los mismos es en promedio de 3,676 horas, que equivalen a 5.5 años de uso a su ritmo actual. Teniendo en cuenta que en el cálculo para los fines del EVAD se consideró el mismo tiempo de uso que el de una unidad nueva, la vida útil se reduce a 1.7 años.

El valor de vida útil remanente se utilizó como denominador para el cálculo de la anualidad de costo de capital.

El archivo Excel de *Vidas Útiles para Vehículos Reales* para Modelo EEGSA 2021 contiene el detalle de cálculo de la vida útil de los vehículos reales.

ii. *Análisis de los costos de operación y mantenimiento*

- Los costos de operación de los vehículos se registran según datos reales de los contratistas que en promedio equivalen al 11.1% anual del valor del vehículo depreciado.
- El costo de combustible se tomó también de los registros contables.
- El mismo criterio se aplicó para la determinación de los costos de mantenimiento. Los valores se determinaron en base a registros de órdenes de trabajo de los contratistas los tiempos de indisponibilidad por mantenimiento correctivo y fallas, resultando como promedio 24 días hábiles indisponibles al año, este mismo valor promedio se aplicó a las unidades donde se desconocía tal dato.

iii. *Base de días efectivamente utilizados*

En base a reportes de GPS se determinan los días efectivos trabajados, por cada vehículo resultando en promedio, 95.8 días al año, esto corresponde a la realidad al volumen de trabajo que el mercado permite y la indisponibilidad del vehículo.

iv. *Criterios de cálculo del incremento de costo por Indisponibilidad*

Se efectuó un análisis de la indisponibilidad promedio de los vehículos de acuerdo con los siguientes criterios, a efectos de determinar el incremento de costo ocasionado por la misma.

- Se relacionaron los días efectivamente trabajados con los días indisponibles, resultando un porcentaje de indisponibilidad de 25%, el cual se aplica a las horas totales que hipotéticamente podría trabajar el vehículo para emular la operación contra las horas de un vehículo 100% disponible (2272 horas al año).
- El costo de la indisponibilidad se estima con las horas indisponibles siendo suplidas por una unidad en disponibilidad, equivalente a la unidad bajo

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

análisis (es decir con sus mismos costos de capital, operación y mantenimiento, pero sin costos de indisponibilidad).

- Se agregan costos varios según TDR (seguros, impuestos etc.). Con lo anterior se alcanza los costos directos.
- Se agregan los costos de estructura (10%) y margen del contratista (13.3%), antes de impuesto, para concluir con los costos anuales del vehículo de flota real de contratistas.
- Se convierten a dólares de fecha de referencia.

El cálculo evidencia un incremento en el costo total del vehículo por indisponibilidad de acuerdo con lo indicado en la siguiente tabla.

Tipo de vehículo	% Indisponibilidad	% Incremento
Camiones Linieros Grandes	41	18
Camiones Linieros Pequeños	23	19
Pick up	10	13

C. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ALQUILER DE VEHÍCULOS

Con relación al análisis de costo de los vehículos en alquiler equivalentes a la publicación referida a la revista de la cámara de la construcción, debido que a la fecha actual 2021-2022 la cámara de la construcción no ha publicado una lista actualizada se utilizaron los valores de referencia del 2018-2019 con valores indexados a 2021. En el archivo Excel Etapa B Análisis de Alquiler de Vehículos V0223 se describe los resultados que se presentan a continuación:

Descripción	Medida	Grúa articulada montada en cama		Grúa telescópica montada en camión				
		4	19	4	8	11	14	19
Capacidad Min	Tonelada	4	19	4	8	11	14	19
Capacidad Max	Tonelada	8	19	8	11	14	16	19
Renta mensual 2019		4,940	5,222	3,862	3,901	4,025	3,796	6,310
Renta mensual 2021	US\$	5,502	5,816	4,302	4,345	4,483	4,228	7,028
Renta por hora	US\$	31.26	33.05	24.4	24.7	25.5	24.0	39.9

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

Descripción	Medida	Grúa articulada montada en cama		Grúa telescópica montada en camión				
Combustible	US\$/hora	5.26	5.26	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
Costos varios	US\$	3.65	3.65	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
Transporte Grúa	US\$	0.71	0.71	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Costo total	US\$/hora	40.89	42.67	34.07	34.31	35.10	33.65	49.56

Descripción	Medida	Montacargas (minicargador)		Camión	Pick-Up
Capacidad Min	Tonelada	0.7			
Capacidad Max	Tonelada	0.8	1.0	3.0	
Renta mensual 2019		1,754	2,428	1,014	610
Renta mensual 2021	US\$	1,954	2,704	1,129	679
Renta por hora	US\$	11.10	15.37	6.42	3.86
Combustible	US\$/hora	4.39	4.39	4.82	3.19
Costos varios	US\$	1.36	1.36	1.12	0.63
Transporte Grúa	US\$	0.71	0.71	0.71	0.71
Costo total	US\$/hora	17.56	21.83	13.07	8.39

Cabe resaltar que, los vehículos propuestos en la revista mencionada son propios para la construcción en general y no son óptimos para la construcción de líneas eléctricas.

La alternativa de Leasing no se ha podido validar en el mercado nacional de Guatemala, debido a que vehículos con características empleadas en la construcción y mantenimiento de líneas no se encuentran disponibles en el mercado. Se realizaron las respectivas cotizaciones a proveedores, pero no se

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

recibieron respuesta por lo que la única referencia de precios es el boletín de la cámara de la construcción 2018-2019.

3.5 OTROS COSTOS RECONOCIDOS

Se presentan a continuación los temas relacionados con otros costos reconocidos a considerar en el cálculo.

3.5.1 Costos asociados a los costos directos

Dentro de las unidades constructivas podrán reconocerse los costos no asignables directamente a materiales o a mano de obra.

Se desarrolla a continuación los valores unitarios de costos asociados a los costos directos.

A. MARCO DE REFERENCIA ACORDE A LOS TDR

"Los costos asociados a los costos directos son los siguientes:

- a. Costos de stock: es el correspondiente al almacenamiento de materiales y equipos utilizados en la construcción (almacenes, seguros, personal, etc.)*

Se tomará como referencia un costo de stock del 4,5% dentro del cual no se incluye el costo financiero por capital inmovilizados; este se toma en cuenta mediante la alícuota de intereses intercalarios

- b. Imprevistos: se consideró un 5% en concepto de Imprevistos aplicable sobre el costo de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje."*

B. PROPUESTA DE VALORES A CONSIDERAR JUNTO CON LA METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA VALORIZACIÓN

Se consideran como costos directos los valores indicados en los TDR.

Costo Directo	Valor
Costo de stock	4.5%
Imprevistos	5 %

3.5.2 Costos indirectos

Se desarrolla a continuación los valores unitarios de costos indirectos.

3. Etapa B – Valores Eficientes de Referencia

A. MARCO DE REFERENCIA ACORDE A LOS TDR

"Se tomarán como referencia los siguientes valores de Costos Indirectos:

- a. *Beneficios 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 del contratista: se utilizará un 10% aplicado sobre mano de obra, vehículos y equipos 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 a la duración de los distintos tipos de obras*
 - *Obras de BT: 0,78%*
 - *Obras de MT: 1,39%*

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

B. PROPUESTA DE VALORES A CONSIDERAR JUNTO CON LA METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA VALORIZACIÓN

Se consideran como costos indirectos los valores indicados en los TDR:

Costos Indirectos	Valor
Beneficio del contratista (neto)	10%
Estructura del contratista	10%

4. ETAPA C – OPTIMIZACIÓN DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR Y ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

La etapa C se compone en dos módulos: Optimización de la red del distribuidor y Anualidad de la inversión. Es importante aclarar que la etapa C que se presenta a continuación contiene los ajustes originados por las modificaciones realizadas al informe de etapa B según la nota GTEE-NotaS2023-14.

En esta versión de la etapa G.1 aún se encuentran en análisis las observaciones a la etapa C.1 y C.2 – Optimización de la red del Distribuidor y Anualidad e la Inversión (notificadas a EEGSA mediante el documento identificado como GTTE-NotaS2023-28 recibido el 24 de marzo de 2023), sin embargo, se ratifica la fórmula utilizada para el cálculo del Factor de Recuperación de Capital y la Tasa de Actualización de la Inversión presentada en el informe de etapa C.2 en la fecha correspondiente.

4.1 MÓDULO C.1 – OPTIMIZACIÓN DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR

Este informe tiene como objeto presentar los resultados de la Etapa C, Modulo C.1, "Optimización de la red del Distribuidor". La optimización de la red consistió en identificar la alternativa tecnológica y de configuración de redes de MT y BT que abasteciera la demanda de la distribuidora EEGSA, a un mínimo costo total de inversión, pérdidas de energía y costos de operación y mantenimiento durante un horizonte de 30 años (vida útil regulatoria de la red de MT), y considerando la Tasa de Actualización de la Inversión (TAI) determinada por la consultora Grupo Mercados Energéticos en el informe Determinación de la Tasa de Costo de Capital para remunerar la actividad de Distribución Eléctrica en Guatemala, incluido en el Anexo A del informe C.2, de 7.74% real después de impuestos, equivalente a 10.32% real antes de impuestos.

En particular, se presenta la metodología, el soporte y los resultados de la optimización de la red del distribuidor.

La adaptación a la demanda se realizó mediante dos modelos diferentes, pero que operan bajo los mismos principios técnicos y económicos, uno aplicado a las Áreas Urbanas en Damero (AUD) que permita diseñar la Red de Distribución eficiente en función de las características de la demanda a atender (densidad de carga, niveles de calidad y perdidas de potencia), y el otro aplicado al Resto de la Red (RdR) que permite optimizar las instalaciones existentes a partir de la demanda que atienden.

Sobre la base de la estructura de los términos de referencia de este estudio, el presente informe se ha organizado considerando los siguientes capítulos:

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- Definición de las tecnologías óptimas y/o unidades constructivas para el desarrollo de redes
- Determinación de los costos de las unidades constructivas
- Evaluación técnico-económica
- Cálculo del VNR
- Previsiones de los precios medios de compra de potencia y energía para el próximo período tarifario 2023-2028
- Planes de expansión (Artículo 85 RLGE)

4.1.1 Tecnologías óptimas

En este capítulo se analizan y justifican las tecnologías óptimas que se utilizan para el desarrollo de las redes optimizadas, considerando las características particulares de las distintas zonas en las que deben utilizarse.

Al respecto, constituyen antecedentes a ser considerados los resultados de los estudios realizados para las anteriores fijaciones tarifarias y, por supuesto, las soluciones constructivas realmente utilizadas actualmente por EEGSA y su reflejo en las normas técnicas correspondientes. En especial se consideran las normas técnicas de conductores de MT y BT de EEGSA NE-05.00.01 y NE-05.02.01 respectivamente, aprobados por la CNEE.

Finalmente, como criterio fundamental para efectuar el análisis de las tecnologías óptimas, se han considerado el “Listado de valores eficientes a utilizar en los EVAD” publicado por la CNEE a través de la resolución CNEE-255-2022, considerando también que, para aquellos materiales a los cuales no les fue publicado precio, se siguió las indicaciones de CNEE para utilizar precios de materiales equivalentes, mientras que, para aquellos materiales para los cuales, no fue posible esto último, se consideró los precios de EEGSA, informados en resolución.

Se analizaron y sustentaron las tecnologías óptimas para las siguientes instalaciones:

- Redes de Media Tensión aérea
- Redes de Media Tensión subterránea (sólo las preexistentes a la LGE)
- Subestaciones de Distribución o Centros de Transformación
- Redes de Baja Tensión aérea
- Redes de Baja Tensión subterránea (sólo las preexistentes a la LGE)
- Acometidas y medidores
- Equipos de Protección y Maniobra

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

A. REDES DE MT AÉREAS

Con relación a las redes aéreas, es necesario definir la tecnología óptima para los postes, el tipo de aislador, crucero y los conductores, considerando las especificidades de las zonas en que se utilizará y en particular las zonas que presentan elevado nivel isocerámico y elevada contaminación salina.

i. Postes

Se han considerado los postes aprobados por Resolución CNEE-255-2022, con sus precios, para seleccionar los más idóneos en la elaboración de los armados para líneas de media tensión y de baja tensión.

Altura de los postes

Tomando en cuenta que las distancias mínimas de seguridad son 5.6 m para líneas de 7.62 kV y 5.0 m para líneas 240/120 V, y la luz del poste (que es el espacio utilizable del mismo), resulta lo siguiente:

- los postes de 25 pies (7.62 m) solamente se pueden utilizar para retención (stub);
- los postes de 30 pies (9.15 m) solamente se pueden utilizar para líneas de baja tensión
 - y los postes de 35 pies (10.67 m), 40 pies (12.20 m) y 45 pies (13.72 m) pueden utilizarse para instalar: línea de media tensión, centro de transformación MT/BT y línea de baja tensión.

Clase del poste (tiro soportado)

El otro criterio de selección lo constituye la clase del poste, la cual está relacionada con la fuerza transversal que puede soportar con seguridad. El análisis que se presenta en las siguientes tablas, muestra que el poste de 30 pies por llevar solamente línea de BT puede ser clase 500, pero los postes de mayor altura, que pueden llevar línea de media tensión y línea de baja tensión compartidas, deben ser clase 750 cuando la línea tiene los menores ángulos de desviación, pero puede requerirse que sea de clase 3000 en los ángulos de mayor desviación.

Como conclusión se adoptan las siguientes clases de postes:

- Postes para redes de BT y retención (stub): clase 500 (o clase 5 de madera)
- Postes para redes de MT y MT + BT: clase 750 (clase 4 de madera)

Material del poste

En la resolución CNEE-255-2022 se aprobaron sólo postes de madera y concreto, por lo que la selección se circunscribió a estos dos materiales.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Para efectuar el análisis de la conveniencia económica se seleccionaron postes equivalentes en altura (30, 35 y 40 pies) y clase (5 en madera y 750 en concreto).

En la evaluación económica se consideró una vida de 30 años para el poste de concreto, y 20 años para el de madera. Además, entre los costos de mantenimiento, se consideraron costos de re-tensado de retenida.

El resultado de la evaluación es que el poste de concreto tiene menor costo, por lo que es el que se adopta para la red modelo en el área urbana, y rural convencional.

Sin embargo, se consideran postes de madera en lugares de muy difícil o inexistente acceso para los vehículos que transportan el poste.

Igualmente, se opta por el poste de madera en el área salina y costa, porque el poste de concreto sufre la corrosión por la niebla salina que le acorta considerablemente su vida útil.

ii. Aisladores

Las tecnologías para aisladores de líneas de MT aprobadas en la resolución CNEE-255-2022 comprenden los de porcelana o de polímeros.

Los aisladores de porcelana corresponden a una tecnología de menor costo de inversión comparativo.

Sin embargo, en zonas de elevada contaminación salina (costa), sus costos de operación y mantenimiento son más altos, pues el material polímero es más resistente a la impregnación de agua con sustancias contaminantes en su superficie, que reducen su distancia de fuga.

Además, la tangente de pérdidas de energía que caracteriza un aislante de polímero en zonas con contaminación salina es aproximadamente 12.5 veces menor que las de un aislante de porcelana, con lo cual sus pérdidas de energía son también menores a las que se dan en la porcelana.

Realizado el análisis, y teniendo en cuenta los materiales aprobados por la CNEE, se adoptan las siguientes configuraciones de aisladores:

- Zonas sin contaminación: aisladores tipo pin de porcelana y de suspensión y remate poliméricos.
- Zonas con contaminación salina: aisladores tipo pin de porcelana para zona de costa y de suspensión y remate poliméricos.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

iii. Conductores

Para seleccionar los conductores a tener en cuenta en la optimización se verificó aquellos que estuvieran en la norma NE 05.00.01 de EEGSA sobre "CONDUCTORES DESNUDOS DE ALUMINIO, PARA LÍNEAS AÉREAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA". Los conductores aprobados por la CNEE y por la norma de EEGSA resultaron los siguientes:

- Conductor de aleación de aluminio desnudo AAAC 1/0 AWG AZUSA – Código CCA19
- Conductor de aluminio con núcleo reforzado de acero desnudo ACSR 1/0 RAVEN – Código CCA20
- Conductor de aluminio desnudo AAC 4/0 AWG OXLIP – Código CCA02
- Conductor de aluminio desnudo AAC 336.4 MCM TULIP – Código CCA09
- Conductor de aleación de aluminio desnudo AAAC 394.5 MCM CANTON – Código CCA98
- Conductor de aluminio desnudo AAC 556.5 MCM MISTLETOE – Código CCA10

Conductor para áreas con contaminación salina

Considerando que en las zonas con elevada contaminación salina no puede utilizarse el conductor ACSR, ya que se produce la corrosión del núcleo de acero, para estas zonas se han considerado solamente los conductores de aluminio (AAC) o de aleación de aluminio (AAAC), es decir los siguientes:

- Conductor de aleación de aluminio desnudo AAAC 1/0 AWG AZUSA – Código CCA19
- Conductor de aluminio desnudo AAC 4/0 AWG OXLIP – Código CCA02
- Conductor de aluminio desnudo AAC 336.4 MCM TULIP – Código CCA09
- Conductor de aleación de aluminio desnudo AAAC 394.5 MCM CANTON – Código CCA98
- Conductor de aluminio desnudo AAC 556.5 MCM MISTLETOE – Código CCA10

Conductor para áreas con mucha vegetación

Debe considerarse que en las zonas de vientos elevados y muy arboladas es muy usual el fenómeno de ramas conducidas por el viento contra los conductores que deben tener la capacidad mecánica adecuada para resistir tal impacto sin romperse, ya que su rotura resulta en tiempos mucho más largos que en el caso de un cortocircuito temporal.

Además, la semi-aislación puede proteger eléctricamente contra contactos fugaces de hojas y ramas.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Por ese motivo para estas zonas se plantea la utilización de conductores semi-protegidos o semi-aislados. Considerando los aprobados en la resolución CNEE-255-2022 se consideran los siguientes conductores semi-aislados:

- Conductor de aleación de aluminio semi-aislado para 15 kV AAAC 1/0 AWG – Código CCA18
- Conductor de aleación de aluminio semi-aislado para 15 kV AAAC 4/0 AWG – Código CCA91

iv. Cruceiros

El cruceiro se utiliza para lograr las distancias mínimas de seguridad sin necesidad de utilizar postes muy altos, además para facilitar la conexión de centros de transformación MT/BT.

El cruceiro considerado es el de madera tratada, que, por su costo y prestación, de 8 pies (2438.4 mm), para soportar los 3 conductores de una línea trifásica en configuración horizontal, centrada o en bandera.

Para el caso de las líneas aéreas en las zonas de damero urbano de muy alta densidad, y para los conductores de mayor calibre, se usa también el cruceiro de metal, de las mismas dimensiones ya que soporta mayores esfuerzos permitiendo un tendido más tenso con menor distancia al suelo.

Adicionalmente en todas las condiciones donde debe instalarse equipo al cruceiro (interruptores de aire o derivaciones de conductor de calibres mayores a 4/0, o en ángulos cerrados) se aplica cruceiro metálico.

Los cruceiros a utilizar, aprobados en la resolución CNEE-255-2022 son los siguientes:

- Cruceiro de madera de pino tratado de 8 pies (2438.4 mm) – Código MVA01
- Cruceiro encajuelado de hierro galvanizado de 8 pies (2438.4 mm) – Código MVA23

B. REDES DE MT SUBTERRÁNEAS

En la resolución CNEE-255-2022 se aprobaron los siguientes tipos y calibres de cables para líneas subterráneas de MT:

- Cables de aluminio asilado, simple XLPE para 15 kV, calibres: 1/0 AWG y 4/0
- Cable de aluminio asilado, tríplex XLPE para 15 kV, calibres 1/0 AWG

Para la definición de las UUCC correspondientes se han considerado los cables simples (unipolares) por su mayor facilidad de manejo e instalación (permite menores radios de curvatura) frente al tríplex (tripolar).

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Se ha considerado la utilización de redes trifásicas subterráneas de MT de secciones elevadas para salidas subterráneas de subestaciones AT/MT debido a la falta de espacio físico para instalar líneas aéreas y la necesidad de respetar las distancias de seguridad.

C. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE MT/BT

Los tipos y tecnologías de los Centros de Transformación MT/BT (CT MT/BT) seleccionados para determinar la red óptima de distribución en el área de servicio de la EEGSA comprenden las que tiene en uso la distribuidora y las aprobadas por la CNEE en la resolución CNEE-255-2022, es decir los siguientes:

- CT MT/BT aéreos monofásicos autoprotegidos
- CT MT/BT aéreos trifásicos, bancos de 3 transformadores monofásicos
- CT MT/BT tipo pedestal trifásicos
- CT MT/BT subterráneos monofásicos

Los valores de pérdidas considerados para los transformadores monofásicos aéreos son los establecidos en la resolución CNEE-31-2000 y, para el caso de los transformadores autoprotegidos de 25 y 50 kVA de bajas pérdidas, las indicadas en la resolución CNEE-255-2022.

i. CT MT/BT aéreos monofásicos autoprotegidos

Los CT MT/BT aéreos con transformadores monofásicos autoprotegidos se utilizan para alimentar la red de BT monofásica con conductor tríplex, excepto en las zonas con redes subterráneas.

Las potencias de los transformadores autoprotegidos aprobadas en la resolución CNEE-255-2022 son de 10, 25 y 50 kV.

Dado que las pérdidas técnicas de energía en la red de baja tensión son debidas en gran parte a los transformadores MT/BT, los transformadores de 25 y 50 kVA son de bajas pérdidas (son los aprobados por la CNEE), tanto en vacío como con carga, para hacer eficiente la red de distribución.

Para estos CT se ha considerado que los mismos están soportados por postes de la red de MT, por lo que no se considera poste adicional en su conformación.

ii. CT MT/BT aéreos trifásicos, bancos de 3 transformadores monofásicos

Estos CT alimentan a clientes trifásicos ubicados en zonas donde su suministro puede efectuarse desde una CT aéreo. Están conformados por 3 transformadores convencionales monofásicos con las potencias aprobadas en la resolución CNEE-255-2022 y contenidos en la norma de transformadores

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

monofásicos publicada mediante la resolución CNEE-31-2000, es decir con potencias de 10, 25, 50 y 75 kVA.

De esta manera los CT aéreos trifásicos (bancos de 3 transformadores) resultan de las siguientes potencias: 30 kVA (3 x 10 kVA), 75 kVA (3 x 25 kVA), 150 kVA (3 x 50 kVA) y 225 kVA (3 x 75 kVA).

Para la conformación de estos CT se ha considerado la necesidad de un poste ya que se ubican en el lugar donde el usuario trifásico solicita el suministro.

iii. CT MT/BT tipo pedestal trifásicos

Estos CT alimentan a clientes trifásicos (o conglomerados de usuarios monofásicos con tensión de suministro 208 V, por ejemplo, o edificios de apartamentos) ubicados en zonas donde, por razones de espacio y distancias de seguridad, su suministro no puede efectuarse desde un CT aéreo. Están conformados por transformadores trifásicos con las potencias aprobadas en la resolución CNEE-255-2022, es decir con potencias de 150, y 300 kVA.

iv. CT MT/BT subterráneos monofásicos

Los CT MT/BT subterráneos con transformadores monofásicos se utilizan para alimentar la red de BT monofásica en las zonas con redes subterráneas.

Las potencias de los transformadores subterráneos monofásicos aprobadas en la resolución CNEE-255-2022 son de 50 y 75 kVA.

Para estos CT se ha considerado sólo el costo del transformador y sus elementos de instalación, ya que se asume que la obra civil del espacio donde se instalan es cedida por terceros.

D. REDES DE BT AÉREAS

Con relación a las redes aéreas, es necesario definir la tecnología óptima para los postes, y el tipo de conductor.

Se asume la tendencia, generalizada en todos los países, de utilizar conductores entorchados para la red de BT, debido a las grandes ventajas que presenta esta tecnología sobre el conductor desnudo o abierto:

- Facilidad de instalación: no requiere cruceros ni aisladores.
- Seguridad: al estar los conductores con tensión aislados no hay peligro de contacto contra objetos o personas. Esto permite eliminar las distancias de seguridad, y en algunos casos se soporta directamente de las fachadas de las edificaciones sin utilizar postes.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- **Confiabilidad:** la tasa de fallas es mucho menor que en el caso de redes abiertas, con conductores desnudos, ya que se eliminan las fallas por contacto contra objetos externos.
- **Reducción del mantenimiento:** los requerimientos de mantenimiento son mucho menores que en los casos de la red abierta, por tener menos elementos (cruceos y aisladores) y estar menos afectada por factores externos.

La red aérea de BT es del tipo monofásico, o sea con conductor de 3 hilos o tríplex, ya que los clientes trifásicos se suministran con transformadores trifásicos dedicados.

i. Postes

Se han considerado los postes aprobados por la resolución CNEE-255-2022, con sus precios, y como se indicó en el apartado 2.1.1 de este informe, para la red de BT se han seleccionado los siguientes postes:

- Postes de concreto de 30 pies y clase 500.
- Postes de madera de 30 pies y clase 5.

Se han adoptado los postes de concreto para las redes urbanas y los postes de madera para las redes rurales.

ii. Conductores

Para seleccionar los Cables a tener en cuenta en la optimización se verificó aquellos que se utilizaran para redes de BT en la norma NE 05.02.01 de EEGSA sobre "CABLES DE ALUMINIO FORRADO, REDES SECUNDARIAS E INSTALACIÓN DE SERVICIOS". Los Cables aprobados por la CNEE y por la norma de EEGSA para líneas aéreas de BT son los siguientes:

- Cable ACSR tríplex 1/0 AWG – Código CCA23
- Cable AAC tríplex 4/0 AWG – Código CCA23

Los cables tríplex están conformados por dos conductores de aluminio aislados con XLPE-SR cableados alrededor del neutro portante o testigo. El material de los conductores puede ser ACSR, AAC o AAAC.

E. REDES DE BT SUBTERRÁNEAS

Para el caso de las redes subterráneas de BT se ha considerado el cable tríplex AAC calibre 4/0 AWG, tendido en ducto.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Para la conformación de del costo de los cables subterráneos de BT se ha considerado el costo del cable y sus elementos de conexión, ya que se asume que el costo de los ductos es cedido por terceros.

F. ACOMETIDAS

Para seleccionar los Cables a tener en cuenta en la optimización de las acometidas se verificó aquellos que se utilizaran para redes de BT en la norma NE 05.02.01 de EEGSA sobre "CABLES DE ALUMINIO FORRADO, REDES SECUNDARIAS E INSTALACIÓN DE SERVICIOS". Los Cables aprobados por la CNEE y por la norma de EEGSA para conexión de servicios en BT son los siguientes:

- Cable ACSR tríplex 4 AWG – Código CCA21
- Cable ACSR tríplex 2 AWG – Código CCA62
- Cable ACSR tríplex 1/0 AWG – Código CCA23
- Cable AAC tríplex 4/0 AWG – Código CCA64
- Cable ACSR cuádruplex 4 AWG – Código CCA22
- Cable ACSR cuádruplex 1/0 AWG – Código CCA24

Los cables tríplex fueron descriptos en el punto 2.4.2 anterior, y los cables cuádruplex están conformados por tres conductores de aluminio aislados con XLPE-SR cableados alrededor del neutro portante o testigo. El material de los conductores puede ser ACSR, AAC o AAAC.

G. MEDIDORES

Para seleccionar la tecnología de los medidores se consideraron aquellos aprobados en la resolución CNEE-255-2022, considerando los tipos normalizados por EEGSA para los distintos tipos de suministros.

Para el caso de los medidores con tecnología de comunicación con radio frecuencia (AMI) no fueron publicados en la resolución CNEE-255-2022, por tanto, se seleccionó un medidor equivalente.

Los medidores son los siguientes:

- Medidor monofásico (3 hilos) 240V sin medición de demanda - Código CON16.
- Medidor monofásico (2 hilos) 120V sin medición de demanda - Código CON13.
- Medidor monofásico (3 hilos) 120/208V con registro de demanda - Código CON02.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- Medidor monofásico (3 hilos) 120/208V con registro de demanda, forma 25S con perfil de carga – Código CON38B.
- Medidor trifásico (4 hilos) 120-480 V con registro de demanda, forma 16S con perfil de carga – Código CON07.
- Medidor trifásico (4 hilos) 120-480V con registro de demanda, forma 9S con perfil de carga - CON32.
- Medidor trifásico (4 hilos) 40-140V auto rango, con registro de demanda, forma 9S con perfil de carga y comunicación - CON23.

Con estos medidores se configuraron los siguientes tipos de mediciones, de acuerdo con la tarifa y demanda máxima de los clientes:

- Medición monofásica sin demanda 240V – Con medidor CON16.
- Medición monofásica sin demanda 120V - Con medidor CON13.
- Medición monofásica 120/208V – Con medidor CON02.
- Medición AMI monofásico 240V Forma 2S con desconexión remota, para tarifas con demanda, tarifas horarias y tarifas auto productor – Con medidor CON02.
- Medición AMI monofásico 120/208V Forma 25S con desconexión remota, para tarifas con demanda, tarifas horarias y tarifas auto productor – Con medidor CON38B.
- Medición AMI trifásico 120-480V Forma 16S, para tarifas con demanda, tarifas horarias y tarifas auto productor – Con medidor CON07.
- Medición trifásica 120-480 V para tarifas sin demanda – Con medidor CON07.
- Medición totalizadora con telemedida para medición secundaria en centros de transformación de distribución, para balance secundario y reducción de pérdidas – Con medidor CON32.
- Medición totalizadora con AMI para medición secundaria en centros de transformación de distribución, para balance secundario y reducción de pérdidas – Con medidor CON 32.
- Medición AMI trifásica secundaria BT Forma 9S – Con medidor CON32 y transformadores de corriente.
- Medición AMI trifásica Primaria MT Forma 9S – Con medidor CON32, transformadores de corriente y transformación de potencial.
- Medición Completa Puntos Especiales, para cabecera de circuitos, cumpliendo la norma NCC14 del AMM – Con medidor CON23, con transformadores de corriente y transformadores de potencial.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- Medición AMI Testigo, para validación, verificación y reducción de pérdidas en mediciones reportadas al AMM por grandes usuarios conectados a la red de EEGSA – Con medidor CON32.

H. EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

La tecnología de los equipos de protección y maniobra que se utilizaron en la optimización de la red de EEGSA están basados en los aprobados en la resolución CNEE-255-2022.

Los equipos considerados son los siguientes:

- Bancos de capacitores
- Cuchillas seccionadoras
- Seccionadores automatizados
- Restauradores (reconectores)
- Cortacircuitos con fusibles
- Reguladores de voltaje

i. Bancos de capacitores

Se han considerado los siguientes bancos de capacitores con capacidades aprobadas por la CNEE, es decir:

- Banco de capacitores trifásicos para 13 kV y de 300 kVAr – Código PAP220
- Banco de capacitores trifásicos para 13 kV y de 600 kVAr – Código PAP221

Con estos equipos se han conformado bancos de capacitores de 3 capacidades distintas, siendo el de 900 kVAr automatizado.

- Banco de capacitores para 13 kV y de 300 kVAr
- Banco de capacitores para 13 kV y de 600 kVAr
- Banco de capacitores automatizado de 900 kVAr

ii. Cuchillas seccionadoras

Se han considerado un juego de cuchillas seccionadoras trifásicas sobre la base del siguiente equipo aprobado por la resolución CNEE-255-2022.

- Seccionador monofásico de 15 kV y 600 A – Código PAP224

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

iii. Seccionadores automatizados

Estos equipos instalados en la red de distribución de media tensión son controlados remotamente desde un centro de control para realizar transferencia de carga o seccionamiento de tramos dañados en la red de media tensión. El equipo está conformado por el seccionador, el control motorizado y el equipo de control compuesto por: unidad terminal remota, fuentes de poder, fuentes auxiliares y equipo de radiocomunicación.

Este equipo se basa en el siguiente aprobado por la resolución CNEE-255-2022, con la incorporación de las unidades de accionamiento y control.

- Interruptor trifásico de 25.8 kV y 630 A con control motorizado – Código PAP60

iv. Restauradores (reconectores)

Estos equipos son auto controlados y protege líneas de distribución y equipos ante fallas transitorias. Consisten en un interruptor y una unidad de control integrada que detecta las sobre corrientes y abre para dar tiempo a que se libere la causa de la falla y luego cierra automáticamente el interruptor. Si la falla es permanente, el dispositivo realiza un número establecido de operaciones apertura/cierre hasta que queda abierto interrumpiendo el suministro.

Su curva de operación se coordina con los fusibles instalados aguas debajo de la red de MT, para evitan que estos se quemem mientras opera el restaurador.

Este equipo considera el siguiente aprobado en la resolución CNEE-255-2022.

- Interruptor con reconexión automática para 13.8 kV – Código PAP64

v. Cortacircuitos con fusibles

Estos equipos están compuestos por un corta circuito que proporciona el soporte del fusible y un fusible para MT que interrumpe el circuito cuando se supera la corriente nominal.

Estos equipos se han basado en los siguientes elementos aprobados en la resolución CNEE-255-2022.

- Cortacircuitos monofásico para 13 kV de 100 A – Código PAP12
- Cortacircuitos monofásico para 13 kV de 300 A – Código PAP206

vi. Seccionalizadores electrónicos

Consiste en un dispositivo de protección por sobre corriente en la red de distribución, actúa en coordinación con los fusibles y principalmente con los

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

reconectores trifásicos/monofásicos. La instalación de estos dispositivos ayuda a minimizar los clientes afectados ya que secciona de forma automática las fallas permanentes.

Los dispositivos utilizados en la red de distribución de EEGSA son los siguientes modelos:

- Seccionalizador 50 Amperios/3 conteos
- Seccionalizador 70 Amperios/2 conteos
- Seccionalizador 70 Amperios/3 conteos
- Seccionalizador 140 Amperios/2 conteos
- Seccionalizador 140 Amperios/3 conteos

vii. Reguladores de voltaje

Los reguladores de voltaje, o de tensión, son transformadores con relación de transformación variable que permiten ajustar la tensión de salida a un valor determinado ante variaciones de la tensión de entrada, modificando automáticamente la relación de transformación mediante una unidad que mide la tensión de salida y ajusta el equipo para obtener el valor establecido como consigna.

Estos equipos se han basado en los siguientes elementos aprobados en la resolución CNEE-255-2022.

- Regulador de tensión monofásico 13.8/7.62 kV 150 A (114.3 kVA) – Código REG04
- Regulador de tensión monofásico 13.8/7.62 kV 300 A (250 kVA) – Código REG05

viii. Equipos de Comunicación AMI

Los materiales que corresponden a la red de comunicaciones RF y medidores AMI no fueron publicados en la resolución CNEE-255-2022, por tal motivo se seleccionaron materiales equivalentes de dicha resolución. A continuación, se describen los principales equipos y materiales considerados óptimos para el despliegue de esta red de comunicación.

- Colector ng AMI con Kit montaje- equipos de comunicación que son el enlace entre los distintos equipos de la red AMI y la infraestructura de red interna de la empresa. Tiene la capacidad de recabar la información transmitida en el protocolo de la red Mesh hacia los servidores que alojan el software que permite el funcionamiento de la red y los sistemas gestores-.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- Router RF Mesh con brazo- Router RF Mesh con brazo para luminaria, con antena de dipolo y cable de alimentación de 20 pies. Marca homologada Landis+Gyr. Los equipos de enrutamiento de la red Mesh comprenden las siguientes características para un router específico de la red AMI desplegada por EEGSA-.
- Router 3G doble SIMN doble módulo - Las plantas 3G utilizadas para conectar los equipos de la red AMI con la red de EEGSA-.
- Conector RJ45 p/ cable STP cat 5 blind - se utiliza para la creación de cables de red que permitan transportar las comunicaciones pertinentes en los equipos de la red AMI. Se utiliza un tipo de cable categoría 5 blindado para proteger los puertos de los equipos de comunicación-.
- Antena para equipos AMI 902-928 MHz -se utiliza para la comunicación de los equipos de la red AMI-.
- Antena p/ medidor AMI 40-1705 L+G -se utiliza para la comunicación de los medidores AMI-.
- Antena remota colector 902-928 MHz - garantiza que cualquier dispositivo de alrededor obtendrá acceso inalámbrico a la red sin importar la dirección hacia la que apunte-.
- Conector Tipo N macho p/ LMR-400 - conecta los cables a otros dispositivos y ayudan a mantener el blindaje alrededor del cable-.
- Conector tipo N hembra p/LMR-400 - conecta los cables a otros dispositivos y ayudan a mantener el blindaje alrededor del cable-.
- Cable coaxial LMR-400 - es el canal que conecta distintos dispositivos de comunicación y provee de un blindaje para proteger las señales de perturbaciones externas-.
- Conector N macho para Heliac 1/2" - conecta los cables a otros dispositivos y ayudan a mantener el blindaje alrededor del cable-.
- Cable coaxial Heliac 1/2" - canal que conecta distintos dispositivos de comunicación y provee de un blindaje para proteger las señales de perturbaciones externas-.
- Transformador de Potencial 15-KV 70:1 - Transformador de voltaje para medición, instalación exterior, aislamiento para 15 kV. En el caso específico de la unidad AMI, estos transformadores se utilizan para alimentar equipos que están instalados en sectores sin secundario-.
- Supresor coaxial tipo N H/M - se utiliza para la protección de picos de tensiones en los dispositivos eléctricos, cuando la posible falla puede ingresar a través de un cable de coaxial de comunicación-.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- Supresor coaxial tipo N H/H - se utiliza para la protección de picos de tensiones en los dispositivos eléctricos, cuando la posible falla puede ingresar a través de un cable de coaxial de comunicación-.
- Caja Registro Electrodo - electrodo brinda seguridad integra a toda la puesta a tierra garantizando internamente el cuidado del electrodo y externamente el cuidado de los individuos-.
- Caja metálica Tipo NEMA 3 - gabinete para uso en exteriores que protege las conexiones del polvo arrastrado por el viento, la lluvia, la aguanieve y los daños que puede sufrir una instalación de equipo en campo-.
- Caja metálica Tipo mini NEMA 3R - gabinete que protegen contra lluvia, viento y polvo. Se utiliza para instalar equipo en campo y protegerlo de las condiciones ambientales.
- Caja metálica tipo II p/inst. en poste - gabinete que protegen contra lluvia y condiciones ambientales, comprende las siguientes características-.
- Brazo para Router y Colector -El brazo aprobado es un herraje que permite la sujeción de los equipos de la red AMI a un poste, a la vez que lo separa cierta distancia para evitar que la estructura del poste sirva de interferencia-.

ix. EQUIPOS DEL SISTEMA INTEGRAL DE MEDICIÓN DE CALIDAD DE ENERGÍA SIMC

La infraestructura en subestaciones consiste en instalar un armario para cada uno de los circuitos de distribución de la red de EEGSA, con especificaciones para su instalación en intemperie, los cuales concentran toda la tecnología para el registro de la Calidad de Energía, así como de las canalizaciones para el paso de las señales de comunicación y alimentación; antenas de enlace de microondas para atravesar del patio a la caseta de la subestación y un transformador para el suministro de alimentación de todos los armarios.

A continuación, se describen los equipos:

- Armario Master -equipo analizador de energía y sus equipos de protección, fuentes de Alimentación DC, comunicación y respaldo de suministro con banco de baterías-.
- Armario Esclavo -Analizador de energía, sus etapas de protección y líneas de alimentación y comunicación-.
- Analizador Nexus 1450 - es un poderoso medidor de potencia de última generación que ofrece mediciones de energía eléctrica de alta precisión y registra las formas de onda. Este equipo permite medir la calidad de la energía y determinar la confiabilidad de la energía eléctrica. Permite ver la

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

confiabilidad del circuito de alimentación eléctrica para determinar las causas de fallas, sobretensiones y caídas de tensión, y armónicos-.

- Totalizadores PQ -medidor tipo socket forma 9S, con especificaciones para su instalación en intemperie, los cuales concentran toda la tecnología para el registro de la calidad de energía, así como comunicación y alimentación; antenas de enlace de microondas o módems celular para transmitir su información hacia el data center de EEGSA

4.1.2 Determinación del costo de las Unidades Constructivas

Una unidad constructiva (UUC) está definida como un conjunto de materiales que, integradas entre sí, cumplen con un propósito específico por unidad de medida que sea aplicable a la función de dicha UUC, por ejemplo, kilómetros para las redes o unidades para centros de transformación (subestaciones).

Estas unidades tienen como objetivo facilitar el diseño de las instalaciones eléctricas.

En el costo de la UUC se incluyen los valores eficientes de los materiales, propuestos por la CNEE y los costos directos que permiten que los componentes físicos puedan ser puestos en servicio.

El diseño de la red eficiente se basa en el uso de UUC. Éstas están compuestas por las mejores tecnologías adaptadas y son óptimamente dimensionadas y justificadas económicamente para prestar el servicio que se requiere. Las mencionadas tecnologías incluyen las siguientes:

- Líneas aéreas de MT de distintas tensiones, tipos y con distintas secciones de conductor; incluyendo las que comparten estructuras con líneas de AT
- Redes subterráneas de MT de distintas secciones
- Centros de transformación MT/BT de distintas tensiones, tipos y potencias
- Bajadas primarias para centros de transformación de pedestal
- Líneas aéreas de BT con distintos tipos y secciones de conductor incluyendo las que comparten estructuras con líneas de MT y de AT
- Redes subterráneas de BT de distintas secciones
- Seccionadores fusibles de MT de distintas tensiones y corrientes nominales
- Seccionadores de MT de distintas tensiones y corrientes nominales
- Bancos de Condensadores de MT de distintas tensiones y potencias
- Reguladores de tensión de distintos tipos y capacidades

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- Medidores y acometidas de MT y BT de distintas conexiones, capacidades y tensiones, de acuerdo a las diferentes categorías tarifarias y condiciones reales de conexión y potencia requerida de los usuarios. Se evalúan distintos tipos y secciones de conductor.

Se contempla en la definición de las UUCC que, si en algún caso un tercero solicita que la distribución se realice por otro medio más costoso, el tercero que hace el pedido es el que deberá solventar la diferencia de costos.

También existen situaciones especiales cuando se realiza el tendido sobre áreas especiales, en las que se justifica el uso de tecnologías particulares para cada área. Estas instalaciones especiales únicamente se usan en áreas en las que la distribuidora está obligada a utilizarlas.

La cantidad máxima de instalaciones subterráneas y especiales reconocidas está fijada por las unidades reales instaladas, excluyendo las líneas que se consideren innecesarias.

A. DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Los términos de referencia definen a una Unidad Constructiva compuesta por un conjunto de armados o materiales que, integrados entre sí, cumplen con un propósito específico por unidad, sea ésta un kilómetro de red, un centro de transformación u otro. 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.

Las unidades constructivas consideradas para este estudio están detalladas en los archivos Excel adjuntos:

- EEGSA EVAD 2022 - UUCC - Red MT
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC - Red MT Bandera
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Centros de Transformación
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC - Red BT
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Acometidas
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Medidores
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Bajadas
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Equipos MT
- EEGSA EVAD 2022 – UUCC – SIMC
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Equipos AMI

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

B. COMPOSICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

i. Presentación de la lógica para la composición de las UGCC y cómputo de recursos

El punto 4.3.2 de los TdR indica que “Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – hombre, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo”, por lo que a continuación se describe la metodología con la que se determinó las horas – hombre y horas – vehículo y equipo de montaje, aplicados a cada uno de los componentes que integran las Unidades Constructivas.

A continuación, se presenta de manera gráfica la lógica adoptada para la composición de las Unidades Constructivas, para computar la cantidad de recursos y su posterior cuantificación económica. Esta lógica responde a los lineamientos presentados en los Términos de Referencia.

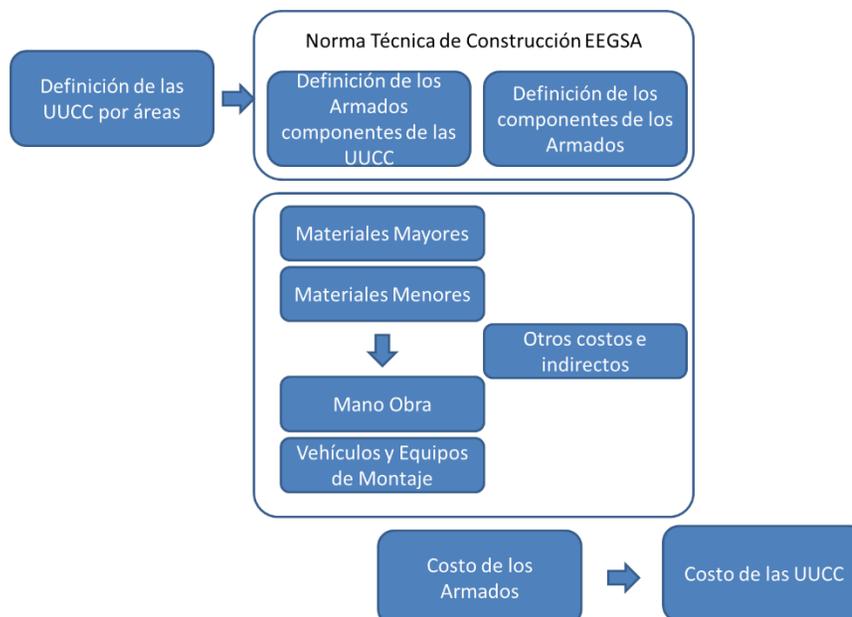


Ilustración 4-1: conformación de las UGCC

ii. Fuente de información para la composición de las UGCC y cómputo de recursos

Las unidades constructivas estarán constituidas por varios materiales dependiendo del tipo de instalación que hagan referencia. Los valores eficientes son los aprobados por la CNEE.

Para cada UGCC se computan:

- Los materiales a usar

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- Las horas-hombre de mano de obra (teniendo en cuenta las categorías definidas)
- Las horas de vehículos y equipos de montaje.

En el caso de los costos del personal de supervisión, control y los equipos se expresan en un porcentaje de acuerdo con el tiempo o uso que se dedica en conjunto a cada una de las UCC.

La información necesaria para la definición de las unidades constructivas y sus costos pueden resumirse de la siguiente manera:

DATOS PARA EL CÁLCULO DE LAS UCC				
<p>Materiales</p> <p>Conjunto de materiales a utilizar que forman una estructura</p> <p><i>Resolución CNEE-255-2022</i></p>	<p>Mano de Obra – Tipo de trabajador</p> <p>Tiempo de trabajo para realizar la actividad</p> <p><i>Informe Etapa B Ajustado</i></p>	<p>Vehículos y Equipos de Montaje – Tipo de Vehículo</p> <p>Tiempo de trabajo para realizar la actividad</p> <p><i>Informe Etapa B Ajustado</i></p>	<p>Costos asociados a los costos directos</p> <p>Porcentaje definido en:</p> <p><i>Términos de Referencia punto 3.3.1</i></p>	<p>Costos indirectos</p> <p>Porcentaje definido en:</p> <p><i>Términos de Referencia punto 3.3.2</i></p>

Informe de ETAPA B - Valores eficientes de referencia

Los datos utilizados para valorización de los recursos humanos, movilidad, etc., son los que se presentaron en el informe de Etapa B, y para la valorización de los materiales se utilizaron los costos aprobados por la CNEE en resolución CNEE-255-2022.

Costos asociados a los costos directos y costos indirectos

En los puntos 3.3.1 y 3.3.2 de los Términos de Referencia del EVAD se indican los porcentajes a utilizar para determinar los costos asociados a los costos directos y costos indirectos a considerar como costos eficientes. Los mismos se presentan en la siguiente tabla.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Costos asociados a los costos directos		
Concepto	Porcentaje	Se aplica sobre
Costo de stock	4.5%	Costo de materiales
Imprevistos	5.00%	Costo de materiales, de mano de obra y de vehículos y equipos de montaje
Costos indirectos		
Concepto	Porcentaje	Se aplica sobre
Beneficio del Contratista	10.00%	Costo de mano de obra y de vehículos y equipos de montaje
Estructura del Contratista	10.00%	Costo de mano de obra y de vehículos y equipos de montaje
Intereses intercalares BT	0.78%	Costo de materiales, de mano de obra y de vehículos y equipos de montaje
Intereses intercalares MT	1.39%	Costo de materiales, de mano de obra y de vehículos y equipos de montaje

Tabla 4-1 Costos asociados a los costos directos y costos indirectos

Definición de los armados que conforman las UCC, y de los componentes que conforman los armados

Considerando la Norma Técnica de construcción de EEGSA como principal insumo para esta actividad, sumando la experiencia de expertos y la propia del consultor, se definieron por un lado los armados que conforman las UCC, y luego se identificaron los componentes que conforman los armados.

EEGSA es una empresa con muchos años en el negocio de la distribución de Energía Eléctrica, donde el universo disponible para la construcción de líneas de distribución es global en cuanto a sus diseños, no contemplar la documentación propia de la empresa como referencia bibliográfica, sería negar que estemos frente a tecnologías muy probadas, efectivas y con mucha persistencia en los mercados.

De esta manera se realizó una construcción “bottom up” de las unidades constructivas, a partir de la definición de los componentes, hasta la constitución de cada UC.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Para cada una de las UC definidas se computan los materiales normalizados necesarios para su conformación, obteniéndose así las cantidades para este insumo.

Definición de la mano de obra y equipos de montaje

Así como se definió para cada UC la cantidad de materiales, se definen las cuadrillas y su conformación para el montaje de la UC, como así también los equipos de montaje necesarios, y se computan los tiempos necesarios para el mismo.

En el Excel adjunto se encuentran en las tablas, ordenadas en una UC por pestaña, que especifican conformación de los costos requerida en los términos de referencia. Estas tablas poseen la siguiente información:

- Código de la UC
- Nombre de la UC
- Código de armado
- Nombre de armado
- Código EEGSA del elemento
- Nombre EEGSA del elemento
- Cantidad
- Pivote
- Unidad
- Costo unitario
- Costo total
- Código CNEE
- Nombre CNEE

iii. Descripción y justificación de los armados utilizados en las unidades constructivas para líneas

En la conformación de unidades constructivas para conformar la red modelo de distribución se consideraron los siguientes armados, los cuales son necesarios dadas las condiciones urbanas y topográficas donde se concibe la optimización de dicha red.

Estos armados pueden ser monofásicos, de dos fases o tres fases; además pueden distinguirse por el tipo de aisladores y por el uso de hilo de guarda, según el área en la que se modele la red: urbana o rural ya sea en un medio

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

convencional, de costa o salina. También pueden aplicar a las líneas de baja tensión, con sus características constructivas propias de ese nivel de tensión.

Tipos de Estructura de Baja Tensión	Cantidades por km
Alineamiento	17.91
Alineamiento con ángulo de 10 – 30	1.31
Alineamiento con ángulo de 30-60	0.97
Cambio de dirección	4.27
Fin de línea	5.85

Tabla 4-2 Armados de baja tensión

Tipos de Estructura de Media Tensión	Cantidades por km	
	Urbano	Rural
Alineamiento	17.91	11.64
Alineamiento con ángulo de 10 – 30	1.31	1.82
Alineamiento con ángulo de 30-60	0.97	0.94
Cambio de Dirección	4.27	2.57
Fin de línea	5.85	2.04

Tabla 4-3 Armados de media tensión

Todos los armados fueron considerados en bandera, dada la necesidad de guardar las distancias mínimas de seguridad establecidas en las Normas Técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución (NOTDOID) a las viviendas que suelen crecer a uno, dos y hasta tres niveles.

Información sobre cantidad de postes compartidos entre la red de AT, MT y BT

La cantidad de postes únicos y compartidos entre redes de distintos niveles de tensión (BT, MT y AT) se presentan en la siguiente tabla.

REDES	CANTIDAD DE POSTES
MT	37,597

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

BT	146,460
AT+MT	1,167
AT+BT	373
MT+BT	135,790
AT+MT+BT	1,042
TOTAL	322,429

Tabla 4-4 Cantidad de postes compartidos y totales de BT y MT

La cantidad de postes compartidos y totales para las redes de MT y BT, se presentan en la tabla siguiente.

Tipo de postes	Cantidad
Postes MT compartidos con AT	2,209
Postes MT totales	175,596
Postes BT compartidos con AT y MT	137,205
Postes BT totales	283,665
Total postes MT + BT	322,429

Tabla 4-5 Cantidad de postes compartidos por zona

Considerando los valores indicados se determinan los porcentajes de red con postes compartidos.

% de red MT compartida con AT	1.3%
% de red BT compartida con AT y MT	48.8%

Tabla 4-6 Porcentajes de red con postes compartidos, por zona

Información complementaria sobre la red BT

En el punto 4.3.1, inciso c), de los Términos de Referencia, se menciona que deben considerarse "Centros de Transformación MT/BT de distintas tensiones,

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

tipos, y potencias considerando 4 salidas de por Centro de Transformación”, en relación al número de salidas existe una divergencia de criterios con la normativa y características del mercado de EEGSA.

La cantidad de salidas que, por criterios constructivos, norma de diseño, el desarrollo de la red en el trazado urbano, y restricciones municipales no puede atenerse a los lineamientos dados en los términos de referencia, sino que debe ajustarse a 2 salidas.

El motivo de la adopción de una salida que se bifurca en 2 ramales para los Centros de Transformación, uno a cada lado del mismo, se debe básicamente a la ubicación que tiene el centro de transformación en el arreglo urbano. Los centros de transformación se deben colocar en un punto tal que evite las esquinas de la manzana tal que se cumpla la normativa vigente, se evite el riesgo de choques de vehículos, no reduzca el radio de giro de vehículos de gran porte y no reduzca la visibilidad de la circulación vehicular en esquinas.

En el Acuerdo COM-002-2002, de la Municipalidad de Guatemala, Reglamento de uso de la vía pública, en el artículo 21, inciso c), se establece que “no se permitirá ubicar postes en las esquinas o en el área comprendida dentro del ochavo...”.

Asimismo, resulta evidente que, en el caso de considerar 4 salidas, considerando que el poste no puede estar en la esquina, necesariamente existirá un solapamiento de redes que redundará en una mayor cantidad de km de red necesarias para la prestación del servicio.

Complementariamente, el análisis se concluye que es más económico contar con dos salidas por transformador en lugar de 4 salidas, lo cual vale también para transformadores de 75 kVA y para una red hasta de 260 m de longitud (8 postes).

C. VALORES EFICIENTES DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Los valores eficientes de las unidades constructivas se presentan en las hojas “Resumen VNR” de los archivos Excel adjuntos de la carpeta “C1 Apéndices”- “Apéndice 2” de la Etapa C1, en cada una de las hojas con los códigos numéricos de la unidad constructiva:

- EEGSA EVAD 2022 - UUCC - Red MT en bandera
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC - Red MT en bandera sin postes
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Equipos MT
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Centros de Transformación
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Bajadas
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC - Red BT



4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- EEGSA EVAD 2022 - UUCC - Acometidas
- EEGSA EVAD 2022 - UUCC – Medidores
- EEGSA EVAD 2022 – UUCC -SIMC
- EEGSA EVAD 2022 – UUCC – Equipos AMI

Los valores eficientes de las UUCC se han reducido, respecto a los de las presentadas en el Informe Etapa C.1 inicial, tomando en cuenta los comentarios presentados por la CNEE al Informe de la Etapa B “Valores eficientes de referencia” en su nota GTTE-NotaS2023-14.

A continuación, se presenta un resumen de las UUCC definidas y sus costos principales.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

i. Red de MT convencional en bandera

CÓDIGO	NOMBRE	COSTOS DE LA UUCC [USD/km]					
		DE LA UUCC	Materiales	Mano de obra, vehículos y equipos de montaje	Costos asociados e indirectos	TOTAL	TOTAL SIN POSTES
8	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE CONCRETO		23,862	28,075	4,393	56,329	47,725
9	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		25,222	28,075	4,541	57,837	49,232
10	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		27,757	28,075	4,817	60,649	51,220
12	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 336 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		29,743	29,964	5,154	64,861	54,171
13	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 394 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		34,825	29,964	5,707	70,497	59,806
14	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 556 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		52,986	30,140	7,696	90,822	80,176
34	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 1F 1/0 ACSR POSTE DE CONCRETO		17,414	27,230	3,636	48,280	39,461
35	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 1F 4/0 AAC POSTE DE CONCRETO		18,290	27,230	3,732	49,252	40,432
36	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 2F 1/0 ACSR POSTE DE CONCRETO		21,980	28,426	4,210	54,617	45,627
37	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 2F 4/0 AAC POSTE DE CONCRETO		24,313	28,426	4,464	57,204	48,214
38	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE CONCRETO		24,182	28,660	4,465	57,307	48,377
39	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		25,546	28,660	4,613	58,819	49,889
40	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		29,417	28,660	5,035	63,112	52,093
41	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 336 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		30,332	29,964	5,218	65,514	54,824
42	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 394 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		35,400	29,964	5,770	71,134	60,443
44	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 556 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO		50,125	30,140	7,385	87,649	77,003
46	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 1F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		13,567	18,000	2,628	34,195	32,093
336	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 1F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		14,505	18,000	2,730	35,235	33,133
48	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 2F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		15,374	18,668	2,867	36,909	34,977
49	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 2F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		17,249	18,668	3,071	38,989	37,056
50	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		16,736	21,670	3,207	41,613	32,574
51	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 1/0 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		18,100	18,751	3,169	40,020	38,109
52	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		21,150	19,049	3,520	43,720	40,771
54	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 336 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		22,464	19,215	3,674	45,354	42,447
55	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 394 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		27,546	19,215	4,228	50,990	48,083
56	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL AEREA 3F 556 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO		32,149	22,278	4,925	59,352	53,269
82	RED AEREA RURAL COSTA 1F 1/0 ACSR BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		11,467	18,000	2,399	31,866	28,587
411	RED AEREA RURAL COSTA 1F 4/0 AAC P BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		11,825	18,000	2,438	32,262	28,983
84	RED AEREA RURAL COSTA 2F 1/0 ACSR BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		14,628	18,522	2,777	35,926	32,681
412	RED AEREA RURAL COSTA 2F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		16,521	18,668	2,992	38,181	35,071
86	RED AEREA RURAL COSTA 3F 1/0 ACSR BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		16,052	18,751	2,946	37,750	34,661
87	RED AEREA RURAL COSTA 3F 1/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		17,352	18,751	3,088	39,191	36,103
88	RED AEREA RURAL COSTA 3F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		19,167	19,049	3,305	41,521	38,303
90	RED AEREA RURAL COSTA 3F 336 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		20,958	19,215	3,510	43,684	40,508
91	RED AEREA RURAL COSTA 3F 394 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		26,026	19,215	4,062	49,304	46,128
92	RED AEREA RURAL COSTA 3F 556 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO		35,131	19,278	5,058	59,467	56,307
94	RED AEREA RURAL SALINA 1F 1/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		12,516	18,000	2,513	33,029	29,523
348	RED AEREA RURAL SALINA 1F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		13,110	18,000	2,578	33,688	30,182
96	RED AEREA RURAL SALINA 2F 1/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		16,169	18,668	2,954	37,791	34,455
349	RED AEREA RURAL SALINA 2F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		17,384	18,668	3,086	39,138	35,803
98	RED AEREA RURAL SALINA 3F 1/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		20,325	18,751	3,412	42,488	39,174
100	RED AEREA RURAL SALINA 3F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		20,965	19,049	3,500	43,514	40,274
102	RED AEREA RURAL SALINA 3F 336 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		22,863	19,215	3,718	45,796	42,599
103	RED AEREA RURAL SALINA 3F 394 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		27,931	19,215	4,270	51,416	48,218
104	RED AEREA RURAL SALINA 3F 556 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA		37,948	19,278	5,364	62,591	59,409

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

ii. Red de MT convencional en bandera sin Postes

CÓDIGO DE LA UUC	NOMBRE DE LA UUC	COSTOS DE LA UUC [USD/km]			TOTAL
		Materiales	Mano de obra, vehículos y equipos de montaje	Costos asociados e indirectos	
8	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE CONCRETO	14,994	22,628	3,079	40,701
9	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	16,353	22,628	3,227	42,209
10	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	18,146	22,628	3,422	44,196
12	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 336 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	18,564	24,518	3,588	46,671
13	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 394 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	23,647	24,518	4,142	52,307
14	RED AEREA MAD URBANO CONVENCIONAL 3F 556 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	41,807	24,694	6,131	72,632
34	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 1F 1/0 ACSR POSTE DE CONCRETO	8,546	21,784	2,323	32,652
35	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 1F 4/0 AAC POSTE DE CONCRETO	9,421	21,784	2,418	33,623
36	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 2F 1/0 ACSR POSTE DE CONCRETO	12,685	22,980	2,850	38,515
37	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 2F 4/0 AAC POSTE DE CONCRETO	15,018	22,980	3,104	41,102
38	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE CONCRETO	14,887	23,214	3,105	41,206
39	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 1/0 AAAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	16,251	23,214	3,253	42,718
40	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	18,238	23,214	3,470	44,922
41	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 336 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	19,154	24,518	3,653	47,324
42	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 394 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	24,221	24,518	4,204	52,944
44	RED AEREA URBANO CONVENCIONAL 3F 556 AAC BANDERA POSTE DE CONCRETO	38,946	24,694	5,819	69,459
46	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 1F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	8,796	15,973	1,979	26,748
336	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 1F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	9,733	15,973	2,081	27,787
48	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 2F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	10,602	16,158	2,187	28,948
49	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 2F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	12,478	16,158	2,391	31,027
50	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 1/0 ACSR BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	10,314	16,725	2,192	29,231
51	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 1/0 AAAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	13,328	16,725	2,520	32,573
52	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 4/0 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	15,376	17,022	2,762	35,160
54	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 336 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	16,690	17,189	2,916	36,794
55	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL 3F 394 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	21,772	17,189	3,469	42,430
56	RED AEREA RURAL CONVENCIONAL AEREA 3F 556 AAC BANDERA POSTE DE TIPO MIXTO	26,374	17,251	3,975	47,600
82	RED AEREA RURAL COSTA 1F 1/0 ACSR BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	5,634	15,973	1,634	23,242
411	RED AEREA RURAL COSTA 1F 4/0 AAC P BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	5,991	15,973	1,673	23,638
84	RED AEREA RURAL COSTA 2F 1/0 ACSR BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	8,794	16,495	2,012	27,301
412	RED AEREA RURAL COSTA 2F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	10,687	16,641	2,227	29,556
86	RED AEREA RURAL COSTA 3F 1/0 ACSR BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	10,219	16,725	2,182	29,125
87	RED AEREA RURAL COSTA 3F 1/0 AAAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	11,519	16,725	2,323	30,567
88	RED AEREA RURAL COSTA 3F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	13,150	17,022	2,520	32,692
90	RED AEREA RURAL COSTA 3F 336 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	14,941	17,189	2,725	34,855
91	RED AEREA RURAL COSTA 3F 394 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	20,009	17,189	3,277	40,475
92	RED AEREA RURAL COSTA 3F 556 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE TIPO MIXTO	29,114	17,251	4,273	50,638
94	RED AEREA RURAL SALINA 1F 1/0 AAAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	6,479	15,973	1,726	24,178
348	RED AEREA RURAL SALINA 1F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	7,073	15,973	1,791	24,837
96	RED AEREA RURAL SALINA 2F 1/0 AAAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	10,132	16,641	2,167	28,940
349	RED AEREA RURAL SALINA 2F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	11,347	16,641	2,299	30,288
98	RED AEREA RURAL SALINA 3F 1/0 AAAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	14,288	16,725	2,625	33,638
100	RED AEREA RURAL SALINA 3F 4/0 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	14,927	17,022	2,713	34,663
102	RED AEREA RURAL SALINA 3F 336 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	16,826	17,189	2,931	36,946
103	RED AEREA RURAL SALINA 3F 394 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	21,894	17,189	3,483	42,565
104	RED AEREA RURAL SALINA 3F 556 AAC BANDERA + HILO DE GUARDA POSTE DE MADERA	31,911	17,251	4,577	53,740

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

iii. Red de MT protegida y subterránea

CÓDIGO DE LA UCC	NOMBRE DE LA UCC	COSTOS DE LA UCC [USD/km]			
		Materiales	Mano de obra, vehículos y equipos de montaje	Costos asociados e indirectos	TOTAL
Red de MT protegida en bandera					
143	RED AEREA 1F 1/0 AAC SEMIPROTEGIDO PC	13,739	15,483	2,486	31,708
409	RED AEREA 1F 4/0 AAC SEMIPROTEGIDO PC	15,396	10,757	2,364	28,517
145	RED AEREA 2F 1/0 AAC SEMIPROTEGIDO PC	18,335	13,512	2,860	34,707
410	RED AEREA 2F 4/0 AAC SEMIPROTEGIDO PC	19,605	13,512	2,998	36,115
147	RED AEREA 3F 1/0 AAC SEMIPROTEGIDO PC	26,032	15,199	3,806	45,037
149	RED AEREA 3F 4/0 AAC SEMIPROTEGIDO PC	24,513	15,959	3,689	44,161
Red de MT subterránea					
233	RED SUBTERRÁNEA XLPE URD ALUMINIO 1/0	21,816	5,817	2,747	30,381
234	RED SUBTERRÁNEA XLPE URD ALUMINIO 4/0	63,913	5,817	7,332	77,062
235	SALIDAS SUBTERRÁNEAS TRIFÁSICAS PARA CIRCUITOS HASTA 556 AAC	169,246	839	18,484	188,569

iv. Equipos de protección y maniobra en MT

CÓDIGO DE LA UCC	NOMBRE DE LA UCC	COSTOS DE LA UCC [USD/ud]			
		Materiales	Mano de obra, vehículos y equipos de montaje	Costos asociados e indirectos	TOTAL
295	BANCO DE CAPACITORES 300 kVar	11,771	966	1,344	14,080.55
297	BANCO DE CAPACITORES 600 kVar	13,960	966	1,582	16,508.03
294	BANCO DE CAPACITORES 900 kVar AUTOMATIZAZO	14,131	825	1,592	16,548.15
296	CUCHILLAS SECCIONADORAS 3F 13.2 kV - 600 A	2,106	928	289	3,322.55
373	SECCIONADOR 3F AUTOMATIZADO 15 kV - UISA	12,184	1,138	1,399	14,720.62
374	RESTAURADOR AUTOMATIZADO TRIFASICO 13.8 kV	23,189	1,417	2,616	27,222.01
375	RESTAURADOR AUTOMATIZADO MONOFASICO	12,516	1,004	1,427	14,947.95
376	FUSIBLE 15T 1F	87	172	20	278.43
377	FUSIBLE 25T 1F	87	172	20	278.43
378	FUSIBLE 40T 1F	87	172	20	278.86
379	FUSIBLE 65T 1F - CORTACIRCUITO 100 A	90	172	21	281.92
380	FUSIBLE 100T 1F - CORTACIRCUITO 200 A	138	172	26	335.50
381	SECCIONALIZADOR ELECTRONICO 140 A. 3 CONTEOS	922	242	116	1,278.80
382	SECCIONALIZADOR ELECTRONICO 140 A. 2 CONTEOS	1,243	242	151	1,635.00
383	SECCIONALIZADOR ELECTRONICO 70 A. 3 CONTEOS	1,866	242	219	2,326.43
384	SECCIONALIZADOR ELECTRONICO 70 A. 2 CONTEOS	2,298	242	266	2,804.90
385	SECCIONALIZADOR ELECTRONICO 50 A. 3 CONTEOS	1,775	242	209	2,225.04
292	REGULADOR DE VOLTAJE 250 KVA	17,857	1,544	2,043	21,444.82

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

v. Centros de transformación MT/BT

CÓDIGO DE LA UCC	NOMBRE DE LA UCC	COSTOS DE LA UCC [USD/ud]			
		Materiales	Mano de obra, vehículos y equipos de montaje	Costos asociados e indirectos	TOTAL
166	SE AEREA 1F - 1x10 kVA - TRAFÓ PROTEGIDO - SIN POSTE	1,153	308	145	1,606
167	SE AEREA 1F - 1x25 kVA - TRAFÓ PROTEGIDO BAJAS PÉRDIDAS - SIN POSTE	1,427	308	175	1,910
168	SE AEREA 1F - 1x50 kVA - TRAFÓ PROTEGIDO BAJAS PÉRDIDAS - SIN POSTE	1,951	308	232	2,491
170	SE AEREA 3F - 30 (3x10) kVA - 7.62/0,24-0,48 kV - POSTE CONCRETO	3,240	827	406	4,473
170SP	SE AEREA 3F - 30 (3x10) kVA - 7.62/0,24-0,48 kV - SIN POSTE CONCRETO	3,009	626	368	4,003
171	SE AEREA 3F - 75 (3x25) kVA - 7.62/0,24-0,48 kV - POSTE CONCRETO	3,884	827	476	5,187
171SP	SE AEREA 3F - 75 (3x25) kVA - 7.62/0,24-0,48 kV - SIN POSTE CONCRETO	3,654	626	438	4,718
172	SE AEREA 3F - 150 (3x50) kVA - 7.62/0,24-0,48 kV - POSTE CONCRETO	5,420	827	643	6,890
172SP	SE AEREA 3F - 150 (3x50) kVA - 7.62/0,24-0,48 kV - SIN POSTE CONCRETO	5,189	626	605	6,421
173	SE AEREA 3F - 225 (3x75) kVA - 7.62/0,24-0,48 kV - POSTE CONCRETO	7,333	827	851	9,011
173SP	SE AEREA 3F - 225 (3x75) kVA - 7.62/0,24-0,48 kV - SIN POSTE CONCRETO	7,080	626	811	8,517
190	SE TIPO PEDESTAL 3F - 150 kVA - 13/0.120-0.208 kV	10,857	1,032	1,248	13,137
191	SE TIPO PEDESTAL 3F - 300 kVA - 13/0.120-0.208 kV	14,136	1,032	1,605	16,773
183	SE SUBTERRÁNEA 1F 50 kVA	4,180	1,032	521	5,733
184	SE SUBTERRÁNEA 1F 75 kVA	5,652	1,032	681	7,365

vi. Bajadas

CÓDIGO DE LA UCC	NOMBRE DE LA UCC	COSTOS DE LA UCC [USD/ud]			
		Materiales	Mano de obra, vehículos y equipos de montaje	Costos asociados e indirectos	TOTAL
207.1	Bajada Primaria Trifásica	1,086	528	152	1,765
207	Bajada Primaria Trifásica	2,273	528	281	3,081

vii. Red de BT

CÓDIGO DE LA UCC	NOMBRE DE LA UCC	COSTOS DE LA UCC [USD/km]			
		Materiales	Mano de obra, vehículos y equipos de montaje	Costos asociados e indirectos	TOTAL
235R	RED SUBTERRÁNEA XLPE URD AL 4/0	16,517	10,551	2,308	29,376
281	RED AEREA ENTORCHADO TRIPLEX 1/0 POSTE DE CONCRETO	8,502	14,414	1,707	24,623
391	RED AEREA ENTORCHADO TRIPLEX 4/0 POSTE DE CONCRETO	10,840	14,414	1,947	27,201
390	RED AEREA ENTORCHADO TRIPLEX 1/0 POSTE DE MADERA	8,531	14,414	1,710	24,654
280	RED AEREA ENTORCHADO TRIPLEX 4/0 POSTE DE MADERA	10,869	14,414	1,950	27,233
282	RED AEREA ENTORCHADO TRIPLEX 1/0 COMPARTIDO MT BT	3,112	5,031	611	8,754
278	RED AEREA ENTORCHADO TRIPLEX 4/0 COMPARTIDO MT BT	5,450	5,031	851	11,332

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

viii. Acometidas

CÓDIGO DE LA UCC	NOMBRE DE LA UCC	COSTOS DE LA UCC [USD/ud]				COSTOS DE LA UCC			
		Mate-riales	Mano de obra, vehículos y equipos de montaje	Costos asociados e indirectos	TOTAL	USD/m	USD/ud	m	TOTAL
283	Servicio Triplex No 4	22.56	31.46	4.14	58.16	1.004	38.09	20.00	58.16
284	Servicio Triplex No 2	36.12	52.44	6.74	95.30	1.588	63.54	20.00	95.30
285	Servicio Triplex No 1/0	56.55	59.97	9.28	125.80	2.713	71.55	20.00	125.80
286	Servicio Triplex No 4/0	111.78	72.63	15.69	200.10	5.216	95.78	20.00	200.10
372	Servicio Cuadriplex No 4	32.22	94.78	8.79	135.79	1.478	106.24	20.00	135.79
290	Servicio Cuádruplex 1/0	76.32	109.55	14.18	200.05	3.364	132.78	20.00	200.05

ix. Medidores

CODIGO DE LA UCC	NOMBRE DE LA UCC	COSTOS DE LA UCC [USD/ud]					TOTAL
		Materiales	Mano de obra	Vehículos y equipos de montaje	Costos asociados a los costos directos		
297	Medidor monofasico sin demanda 240 V	31.39	17.57	5.97	4.59	59.51	
297 A	Medidor monofasico sin demanda 120 V	29.85	17.57	5.97	4.43	57.82	
298	Medidor monofasico 120/208 V	132.34	17.57	5.97	14.96	170.84	
299	Medidor AMI monofásico 240V Forma 2S	132.34	17.57	5.97	14.96	170.84	
300	Medidor AMI monofásico 120/208V Forma 25S	201.27	17.57	5.97	22.05	246.86	
301	Medidor AMI trifasico 120-480V Forma 16S	271.77	19.17	6.51	29.42	326.87	
303	Medidor trifasico 120-480 V	271.77	19.17	6.51	29.42	326.87	
304 A	Totalizador con telemedida	1,198.64	17.57	5.97	97.12	1,319.30	
304 B	Totalizador con AMI	788.57	17.57	5.97	82.43	894.53	
307	Medición AMI trifásica secundaria BT Forma 9S	3,221.02	103.82	186.92	337.12	3,848.89	
308	Medición AMI trifásica Primaria MT Forma 9S	5,805.73	328.08	499.00	644.63	7,277.44	
309	Medición Completa Puntos Especiales	12,940.04	647.62	1,074.28	1,429.76	16,091.71	
310	Medidor Testigo	603.20	103.82	186.92	78.81	972.76	

x. Equipos AMI

CODIGO DE LA UCC	NOMBRE DE LA UCC	COSTOS DE LA UCC [USD/ud]					TOTAL
		Materiales	Mano de obra	Vehículos y equipos de montaje	Costos asociados a los costos directos		
AMI 001	Colector AMI en poste	9,709.72	311.80	118.79	1,023.05	11,163.36	
AMI 002	Colector AMI en subestación	9,919.46	245.96	236.49	1,047.61	11,449.52	
AMI 003	Router AMI	2,414.33	317.26	118.79	273.40	3,123.78	
AMI 004	Transformador de potencial para equipo AMI	1,057.23	148.55	220.07	129.99	1,555.85	
AMI 005	Tendido de Tramo Secundario para equipo AMI	129.62	78.44	32.55	19.74	260.35	
AMI 012	Antena de comunicación AMI para medidores	69.58	31.61	10.85	9.61	121.64	
AMI 013	Medidor AMI repetidor	436.48	23.70	8.14	46.71	515.03	

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

xi. Equipos SIMC

CODIGO	NOMBRE	COSTOS DE LA UUCC [USD/ud]								
		DE LA UUCC	DE LA UUCC	Materiales mayores	Materiales menores	Mano de obra	Vehículos y equipos de montaje	Costos asociados a los costos directos	Costos indirectos	TOTAL
SIMC 001	Analizador Master en poste			7,907.92	5,248.50	462.46	821.78	1,314.07	112.64	15,867.37
SIMC 002	Analizador Esclavo en poste			3,321.07	2,748.34	373.67	490.12	619.78	54.08	7,607.06
SIMC 003	Analizador Master en poste aéreo			7,669.78	5,372.44	503.16	1,125.15	1,320.43	114.43	16,105.38
SIMC 004	Analizador Esclavo en poste aéreo			3,217.00	2,295.81	480.96	1,300.67	612.80	56.90	7,964.13
SIMC 012	Analizador Master en pórtico			7,906.55	8,992.22	547.55	689.66	1,683.57	143.84	19,963.40
SIMC 013	Analizador Esclavo en pórtico			3,278.27	4,779.41	399.57	541.66	812.54	70.19	9,881.63
SIMC 014	Armario Master único en Caseta			5,391.99	8,182.08	451.36	684.24	1,346.32	114.74	16,170.71
SIMC 015	Analizador en Armario único de caseta			2,450.66	635.04	184.98	351.80	319.98	28.26	3,970.73
SIMC 016	Tendido de un vano línea neutra			110.70	21.56	80.13	104.61	21.80	2.47	341.28
SIMC 017	Tendido de un vano de línea de baja tensión para alimentación gabinete			34.20	21.56	80.13	104.61	14.53	1.88	256.91
SIMC-T-01	Totalizador 120 V Microondas			5,889.26	2,606.15	308.05	58.28	825.38	69.12	9,756.23
SIMC-T-02	Totalizador 240 V Microondas			5,381.94	2,606.32	307.10	58.07	777.14	65.16	9,195.72
SIMC-T-03	Totalizador 120 V Celular			5,538.41	2,216.25	308.05	58.28	755.01	63.34	8,939.33
SIMC-T-04	Totalizador 240 Celular			5,031.09	2,216.25	308.05	58.28	706.81	59.39	8,379.86

4.1.3 Optimización de redes

De acuerdo a lo indicado en los TdR para el Estudio del VAD, la metodología de optimización de redes a emplear toma en cuenta la minimización de los costos conjuntos de inversión, de operación y mantenimiento y de pérdidas de cada alternativa, considerando un período de análisis de 25 y 30 años para BT y MT, y la tasa de rentabilidad definida por la CNEE.

A. OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE MT Y BT EN LAS ÁREAS URBANAS EN DAMERO (AUD)

La optimización de las instalaciones de distribución en las 11 AUD a definidas se efectúa mediante un modelo matemático que permite obtener la solución de mínimo costo para la red integrada de media y baja tensión, incluyendo además la definición del módulo de los centros de transformación.

Se toman en cuenta en forma diferenciada las instalaciones de distribución correspondientes a las zonas fuera de estas AUD, o resto de red, que por las características del área servida de demandas dispersas, se optimizan a partir de las trazas reales de los alimentadores de MT.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

La solución de mínimo costo no sólo considera los costos involucrados en la prestación del servicio, tanto de inversión, operación y pérdidas, sino también una calidad acorde con las exigencias regulatorias.

El modelo diseña las redes de BT, los CT MT/BT y las redes de MT en forma conjunta, y optimiza la configuración de mínimo costo total conjunto que cumple con las condiciones de calidad de servicio y de producto establecidas por la normativa vigente.

El diseño y optimización de las redes se efectúa para cada una de las AUD definidas por lo que, en general, la información de base para el cálculo se define para cada una de ellas (excepto los datos económicos generales y parámetros básicos de diseño comunes a todas las zonas). Los datos que deben ingresarse al modelo pueden agruparse en:

- Características del mercado a atender
- Características geográficas y restricciones constructivas
- Parámetros de diseño de las instalaciones
- Parámetros de confiabilidad

Para la determinación de la alternativa de mínimo costo se definen una serie de parámetros que se consideran como variables de diseño, y se establecen distintos valores (dentro de rangos de razonabilidad) para que el modelo calcule toda la combinación de alternativas resultantes y determina la de mínimo costo que cumple con las condiciones de calidad establecidas.

Los parámetros de diseño típicos que se evalúan son:

- Módulo de los CT MT/BT
- Cantidad de salidas BT por CT (aéreos y a nivel o subterráneos)
- Topología de la red MT (en anillo, radial con derivaciones)
- Topología de la red BT (en anillo, radial con derivaciones)
- Cantidad de cierres en la red de MT
- Cantidad de derivaciones en la red MT
- Inclusión de reconectores en la red MT

Para cada alternativa evaluada el modelo efectúa además una optimización del tipo y calibre de los conductores a utilizar en cada tramo de las redes MT y BT (salidas, troncales, derivaciones) evaluando todas las posibilidades disponibles (aéreas de distintos tipos y subterráneas) que cumplan con las restricciones existentes en esa zona de análisis.

El modelo arroja como resultados la cantidad de instalaciones optimizadas para cada área típica (red BT, red MT, CT MT/BT y equipos MT), las pérdidas

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

correspondientes a cada etapa de la red y los índices de calidad de servicio resultantes.

i. Resultados de la optimización de las AUD. Formato del Apéndice 5 de los TdR de Etapa C1

AUD		AREA 01	AREA 02	AREA 03	AREA 04	AREA 05	AREA 06
Densidad de carga MT	kW/km ²	2,009	2,148	2,053	1,777	1,097	254
Área	km ²	53.21	19.27	20.61	74.74	45.57	154.43
RED MT							
Monofásica aérea							
Bifásica aérea							
ACSR 1/0	km/km ²	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AAC 4/0	km/km ²	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trifásica aérea							
ACSR 1/0	km/km ²	18.28	18.55	17.29	0.00	0.00	0.00
AAAC 1/0	km/km ²	3.63	2.04	1.80	1.50	1.22	0.60
Monofásica subterránea							
AAC XLPE 1/0	km/km ²	0.47	0.21	0.17	0.12	0.10	0.02
AAC XLPE 4/0	km/km ²	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CENTROS MTBT							
Monofásicos aéreos							
1 x 10 kVA	ud/km ²	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1 x 25 kVA	ud/km ²	0.00	219.53	209.78	181.56	112.11	25.95
1 x 50 kVA	ud/km ²	104.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trifásicos aéreos							
3 x 10 kVA	ud/km ²	105.80	83.09	56.63	26.07	10.76	3.36
Trifásicos en plataforma							
150 kVA	ud/km ²	11.76	9.23	6.29	2.90	1.20	0.37
Monofásicos subterráneos							
50 kVA	ud/km ²	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RED BT							
Monofásica aérea							
RT-AL 3 X 1/0 ACSR	km/km ²	15.04	17.48	18.17	15.67	15.16	17.84
Monofásica subterránea							
TRIPLEX 4/0	km/km ²	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQUIPOS MT							
Exterior_SBC	ud/km ²	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Exterior_INT	ud/km ²	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Exterior_FUS_T1	ud/km ²	5.34	4.85	3.04	0.67	0.10	0.28
Exterior_REC	ud/km ²	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00
Exterior_FUS_T2	ud/km ²	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
PÉRDIDAS							
Pérdidas técnicas en BT	kW/km ²	68.71	39.11	33.86	36.59	19.12	16.82
Pérdidas técnicas en CT	kW/km ²	52.82	54.39	46.33	34.57	20.27	4.85
Pérdidas técnicas en MT	kW/km ²	35.97	21.61	19.25	15.07	5.52	2.68
DEMANDAS							
Demanda máxima en BT	kW/km ²	44,762	2,148	2,053	1,777	1,097	254
Demanda máxima en CT	kW/km ²	45,600	2,981	2,556	1,909	1,129	272
Demanda máxima en MT	kW/km ²	6,874	3,168	2,489	1,719	1,013	245
VNR							
Redes de MT	USD/km ²						
Centros de Transformación	USD/km ²						
Redes de BT	USD/km ²						
Acometidas	USD/km ²						
Medidores	USD/km ²						

El VNR se calculó en forma agregada y no por AUD

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

B. OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE MT Y BT EN EL RESTO DE RED

En todas las instalaciones de distribución de EEGSA ubicadas fuera de las AUD, denominadas en los TdR resto de Red, la demanda está dispersa, por lo que no se puede efectuar un proceso de zonificación del mercado (como sucede en las AUD) y, en consecuencia, tampoco puede aplicarse el modelo de diseño de redes que se utilizará en las zonas urbanas.

Para estos casos, dado que la traza de los alimentadores de MT, de los CT MT/BT y de las redes BT está definida por las vías públicas y la ubicación de los clientes dispersos, no existe la posibilidad de optimizar las trazas de las redes ni la ubicación de las CT MT/BT.

Por los motivos indicados, las instalaciones de distribución ubicadas en estas zonas se identifican a partir de la información de las tablas de la Res. 50 y se optimiza su tecnología y capacidad (tanto de líneas de MT y BT como de CT MT/BT).

C. EQUIPOS DE RED

Para la optimización de los equipos de red requeridos en las redes de MT de las áreas urbanas y rurales, se consideró la necesidad de los mismos considerando la estructura de las redes utilizadas en cada modelo y la realidad del mercado atendido, especialmente en lo referente al factor de potencia de la demanda.

Por ese motivo los criterios utilizados fueron diferentes, dependiendo del tipo de equipos de red que se tratara:

- Bancos de capacitores
- Reguladores de tensión (o de voltaje)
- Equipos de protección y maniobra

A continuación, se describen los criterios utilizados y los resultados obtenidos en cada caso.

i. Bancos de capacitores

En el caso de los bancos de capacitores utilizados para compensar el bajo factor de potencia de la demanda circulante por las redes, originado en la potencia reactiva aportada por las cargas de los usuarios y por los propios elementos de la red (líneas y transformadores), se ha considerado que las condiciones del mercado atendido y los aportes de potencia reactiva los equipos de red son similares para la red optimizada que para la red real, por lo que se incorporaron a las instalaciones optimizadas los mismos bancos de capacitores existentes.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

El detalle de los bancos de capacitores considerados se presenta a en la tabla siguiente.

Cantidad de banco de capacitores	TOTAL
BANCO DE CAPACITORES 300 kVAr	64
BANCO DE CAPACITORES 600 kVAr	86
BANCO DE CAPACITORES 900 kVAr AUTOMATIZAZO	146

ii. Reguladores de tensión

El análisis de los reguladores de tensión (o de voltaje) se efectuó tomando en cuenta que los mismos se requieren en el caso de líneas de longitud importante, donde la caída de tensión supera los límites admisibles.

Por lo indicado, y tomando en cuenta que la optimización del resto de red fuera de las AUD se efectúa manteniendo la configuración y traza real de los circuitos, se incorporaron a la red optimizada los reguladores de tensión existentes en el RdR. Para el caso de los ubicados en las AUD, los mismos no fueron considerados tomando en cuenta que la red de MT en estas zonas se optimiza en forma integral, incluyendo la topología y estructura de la misma. Los equipos considerados se presentan en la tabla siguiente.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Equipos de regulación (de accionamiento manual)			
Capacidad [kVA]	Total	% %	Total capacidad instalada [kVAr]
57	4	25,0%	228
114	3	18,8%	342
250	8	50,0%	2.000
342	1	6,3%	342
	16	100,0%	2.912

iii. Equipos de protección y maniobra

Para la optimización de las redes en las AUD, el modelo de optimización determina los indicadores de Calidad de Servicio en el punto de la Red que resulta con el peor Nivel de Calidad de Servicio y el Nivel de Calidad promedio, de acuerdo con la topología seleccionada.

El control respecto a la calidad de cada alternativa se efectúa comparando los resultados obtenidos para los valores máximos de los indicadores de frecuencia y tiempo de interrupciones, contra los límites admitidos por la normativa vigente referidos a un año calendario para los usuarios de BT y MT.

Finalmente se selecciona la alternativa de mínimo costo que cumple con los límites vigentes para los indicadores de calidad, y los equipos de protección y maniobra resultantes son los que se consideraron en esa alternativa topológica y de equipamiento.

Para las zonas de RdR la calidad de servicio se determina mediante el modelo descrito en el Anexo C, punto C.3. Para ello se considera como configuración básica de equipos de protección los existentes en la red real.

Con esta configuración básica se corre el modelo de calidad y se determinan los indicadores resultantes. Si se cumplen los límites de los indicadores de calidad vigentes, los equipos optimizados resultan los existentes, en caso de no cumplirse los límites establecidos por la norma se incorporan equipos de maniobra automáticos en distintos puntos del troncal o en derivaciones donde se requiera mejorar la calidad resultante, hasta obtener el cumplimiento de los límites de la norma en todos los puntos del sistema.

En el caso del análisis del RdR de EEGSA, los equipos existentes resultaron suficientes para alcanzar los límites de calidad vigentes.

Las cantidades de equipos de protección y maniobra resultantes se muestran en la siguiente tabla.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Cantidad de equipos de protección y maniobra	AUD	RdR	TOTAL
Seccionadores a cuchilla monofásicos 13.2 kV 600 A	0	1.288	1.288
Seccionadores automatizados trifásicos 15 kV	368	330	698
Restauradores automatizados trifásicos 13.8 kV	736	223	959
Cortacircuito monofásico 100 A con fusible 65T	559	13.789	14.348
Cortacircuito monofásico 200 A con fusible 100T	2.207	0	2.207

D. VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

De acuerdo al tipo de red establecido en el modelo de optimización se determinaron los valores esperados de calidad de servicio a partir de:

- La Topología de MT seleccionada
- el tipo de red de MT resultante,
- el tipo de equipamiento considerado,
- el Nivel de respaldo establecido, y
- las hipótesis de falla consideradas

El modelo de optimización determina los indicadores de Calidad de Servicio en el punto de la Red que resulta con el peor Nivel de Calidad de Servicio y el Nivel de Calidad promedio, de acuerdo con la topología seleccionada.

Para el cálculo de los indicadores se utiliza la metodología denominada "Conjuntos Mínimos de Corte" (CMC), la cual es de amplia aplicación en los estudios y análisis de sistemas eléctricos de distribución.

Un Conjunto de Corte, es un conjunto de componentes cuya falla produce la falla del sistema, mientras que dicho conjunto es Mínimo si se requiere de la falla de todos ellos para que ocasionen la falla del sistema. La metodología permite identificar todos los CMC que conducen a la condición de falla especificada (falta de suministro en alguna demanda del alimentador).

Una vez obtenidos todos los CMC, se calculan los índices de confiabilidad como combinaciones de sumas y productos de tasa y duración de fallas de los componentes incluidos en los CMC. Por último, se determinan los índices de confiabilidad del sistema agrupando los resultados anteriores.

Los valores denominados NMAXIMO [Interrupciones/Semestre x Usuarios] y DMAXIMO [Horas/Semestre x Usuarios], corresponden a la frecuencia y tiempo de falla obtenidos para el punto de la red que resulta con la peor Calidad de Servicio.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

El control respecto a la calidad de cada alternativa se efectúa comparando los resultados obtenidos para los valores de NMAXIMO y DMAXIMO, contra los límites admitidos por la normativa vigente referidos a un año calendario para los Usuarios de BT.

Asimismo, se determinan los valores medios de los indicadores de calidad (NMEDIO, DMEDIO) para el Alimentador de MT, el cual son utilizados para verificar el Nivel de Calidad de Servicio esperada de los Clientes de MT. De acuerdo a lo establecido en la norma vigente, los límites admisibles resultan sensiblemente menores a los exigidos para los usuarios de BT.

Esta consideración es un criterio conservador, dado que un usuario de MT puede conectarse en cualquier punto del alimentador. No obstante, se considera que tal situación no resulta en la realidad la más probable, para ser tomada en cuenta en el proceso de optimización de la Red.

i. Determinación de tasas de averías objetivo

Las hipótesis de fallas que se utilizan en el modelo de optimización se determinan a partir de estándares de empresas Latinoamericanas con características de redes similares a las de EEGSA.

Asimismo, se considera que, para el tipo de Red de distribución propuesto en el Informe de Tecnología, las hipótesis de confiabilidad se encuentran adaptados a las características propias que presenta la zona servicio de EEGSA. Los altos niveles de contaminación salina, como así los fuertes vientos y el elevado nivel isocerámico registrados en ciertas zonas del área de servicio de EEGSA, repercuten en forma negativa en los niveles de confiabilidad esperables para el equipamiento utilizado.

Con respecto a las maniobras para aislar, y detección una falla una vez que la empresa toma conocimiento de suceso, se consideran los Tiempos de Aislación (T_a). Con respecto a los Tiempos de Aislación (T_a), se considera una discriminación para las zonas de Muy Alta Densidad (MAD) y Alta Densidad (AD) con respecto a las zonas de Mediana Densidad (MD) y Baja Densidad (BD), debido a la ubicación de los centros operativos, las mayores extensiones de redes y las características geográficas.

Con respecto a los Aporte de las Interrupciones de Terceros (Aporte INT Terceros) se considera una discriminación para las zonas de MAD y AD con respecto a las zonas de MD y BD debido a las características del mercado servido. De igual forma se considera un aporte particular para las considerar el Aporte de las Redes de BT (Aporte Red BT) en las Zonas de BD, dadas que las redes resultan en proporción de menor longitud por tratarse de módulos de transformación menores.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

ii. Mejoras de los Sistemas de Protección

Respecto de los sistemas de protección propuestos se ha tenido especial cuidado de seleccionar aquellos sistemas y configuraciones que presenten un adecuado nivel de respaldo para garantizar el cumplimiento de los Niveles de Calidad establecidos en la Normativa.

En dichos casos no sólo se ha considerado las exigencias requeridas para aislar una determinada falla, sino también desde el punto de vista de la normalización una vez que el elemento haya sido reparado. Si bien en la normativa existen señales en donde de cumplirse ciertos tiempos mínimos (< 3 minutos) las interrupciones no son computadas para el cálculo de las bonificaciones, en la red hay que establecer el equipamiento adecuado para asegurar esta maniobra si es que no se han previstos SCADAs con los elevados costos que los mismos implican para los usuarios.

En las redes aéreas se considera un interruptor/reconectador con bobina de corriente homopolar en la mitad del alimentador y en cada una de las derivaciones del alimentador. De la experiencia se desprende que entre el 60% y 70% de las fallas en redes aéreas se corresponden a fallas monofásicas, a partir de lo cual se hace necesario contar con el equipamiento adecuado que garantice la aislación del tramo fallado. En el resto del alimentador se utilizan seccionadores que aseguren la aislación y maniobra una vez que se repare el elemento fallado.

E. ESTRUCTURAS COMPARTIDAS

En este estudio se incluyó una reducción de inversiones por la utilización de un porcentaje de estructuras compartidas por líneas de AT, MT y BT y dobles circuitos.

Para la definición del porcentaje se ha tomado en cuenta la información sobre los postes de las redes de BT, MT y AT de EEGAS que utilizan redes de un nivel de tensión o compartidos entre redes de distintas tensiones que se presentan en la siguiente tabla.

REDES	CANTIDAD DE POSTES
MT	37,597
BT	146,460
AT+MT	1,167

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

AT+BT	373
MT+BT	135,790
AT+MT+BT	1,042
TOTAL	322,429

La cantidad de postes compartidos y totales para las redes de MT y BT, discriminados en zonas urbanas (AUD) y rurales (RdR) se presentan en la tabla siguiente.

Tipo de postes	Cantidad
Postes MT compartidos con AT	2,209
Postes MT totales	175,596
Postes BT compartidos con AT y MT	137,205
Postes BT totales	283,665
Total postes MT + BT	322,429

Considerando los valores indicados se determinan los porcentajes de red con postes compartidos para las zonas urbana (AUD) y rural (RdR).

% de red MT compartida con AT	1.3%
% de red BT compartida con AT y MT	48.8%

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

F. VNR DE ACOMETIDAS Y EQUIPOS DE MEDICIÓN

La optimización y el cálculo del VNR de las acometidas y los equipos de medición se efectuó según se indica en los puntos 4.4.8.1 y 4.4.8.2 de los términos de referencia del estudio VAD.

i. Acometidas a usuarios de BT

La optimización y valorización de las acometidas de los usuarios en BT se efectuó partiendo de la tabla de acometidas informada por la Res. 50, a la que se vincularon los usuarios BT de la base de usuarios con la que se efectuó la distribución espacial de la demanda informada en el Informe de la Etapa A.2.

Estos usuarios tienen asignada la potencia máxima simultánea calculada para cada uno de ellos considerando la energía consumida en el año base, y los factores carga y de coincidencia determinados en el ECC.

Por otra parte, se efectuó el estudio del tipo de acometida óptima en función de la demanda de potencia y de la longitud de la acometida, según se describe a continuación.

Determinación de la acometida óptima

Para determinar la acometida óptima para cada potencia demandada y cada longitud de acometida, se consideraron los calibres normalizados para los suministros monofásicos (tríplex) y trifásicos (cuádruplex), y se supusieron cargas equilibradas por fase.

Se consideraron los costos de las Unidades Constructivas (UCC) de las acometidas fueron expresados en costos fijos por acometida (USD/ud) y costos por metro de acometida (USD/m).

Con esos valores se calcularon los costos de instalación, los costos de pérdidas capitalizadas y los costos de operación y mantenimiento capitalizados, en ambos casos para un período de 25 años, considerando acometidas monofásicas (conductor triplex) y trifásicas (conductor cuádruplex), longitudes de acometidas entre 1 y 40 m, y potencias simultáneas de los usuarios entre 1 y 30 kW para usuarios monofásicos y entre 2 y 60 kW para usuarios trifásicos.

Se determinaron los límites económicos de cada tipo de acometidas, es decir a partir del cual es más económico utilizar una acometida de mayor calibre.

A partir de este análisis se definieron los rangos óptimos de aplicación de los distintos calibres de acometidas.

Para seleccionar cada acometida óptima, se identificó la potencia simultánea de los usuarios, obtenida de la tabla utilizada para efectuar la distribución espacial de la demanda, conectados a cada acometida. En los casos de acometidas

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

comunes para varios usuarios, se consideró la suma de las potencias simultáneas de todos los usuarios conectados.

Una vez asignada la potencia simultánea a cada acometida, se seleccionó el calibre óptimo de las tablas anteriores, resultando las siguientes cantidades de acometidas por zona, tarifa y tipo de acometida, y las longitudes medias de cada grupo calculadas a partir de las longitudes de todas las acometidas, como así también la cantidad promedio de usuarios por cada acometida compartida.

Resultado de la optimización de las acometidas

En la tabla siguiente se presenta el resultado de la optimización de las acometidas, indicando las longitudes promedio de las mismas por zona, por tarifa y por tipo de acometida.

Zona	Cantidad [ud]	Longitud total [m]	Descripción
D	1,107,451	19,599,393	Servicio Tríplex No 4
D	270	8,330	Servicio Tríplex No 2
D	2,248	42,134	Servicio Tríplex No 1/0
D	2,916	53,672	Servicio Tríplex No 4/0
D	12,564	216,045	Servicio cuádruplex No 4
D	972	15,729	Servicio Cuádruplex 1/0
R	261,299	4,938,916	Servicio Tríplex No 4
R	56	1,671	Servicio Tríplex No 2
R	354	7,028	Servicio Tríplex No 1/0
R	354	7,027	Servicio Tríplex No 4/0
R	938	15,614	Servicio cuádruplex No 4
R	146	2,434	Servicio Cuádruplex 1/0
TOTALES	1,389,568		

ii. Equipos de medición

Para la optimización de los medidores se definieron las unidades constructivas correspondientes, según los requerimientos de la medición para las distintas categorías tarifarias de los usuarios, a saber:

- Monofásica en BT sin medición de demanda
- Monofásica en BT con medición de demanda

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

- Trifásica en BT con medición de demanda para potencias hasta 70 kW
- Trifásica en BT con medición de demanda para potencias mayores a 70 kW
- Trifásica en MT con medición de demanda

También se consideraron las mediciones para puntos especiales requeridas por la normativa de vigente en los puntos de ingreso a la red MT, o sea en cada salida de los circuitos de MT desde las subestaciones AT/MT, y las mediciones requeridas para efectuar los balances de energía en CT MT/BT.

A continuación, se describe como se determinó la cantidad de mediciones requeridas en cada caso.

Mediciones para los usuarios

Para asignar los equipos de medición óptimos, se identificaron en la base la cantidad de medidores monofásico o trifásico, la tensión de suministro, y el tipo de medidor asociado. Los resultados de esta clasificación se presentan en la tabla siguiente.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Descripción	Zona	Cantidad
Medidor monofasico sin demanda 240 V	AUD	847,944
Medidor monofasico sin demanda 120 V (servicio triplex)	AUD	212,760
Medidor monofasico 120/208 V	AUD	50,709
Medidor AMI monofásico 240V Forma 2S	AUD	6,205
Medidor AMI monofásico 120/208V Forma 25S	AUD	1,584
Medidor AMI trifasico 120-480V Forma 16S	AUD	5,030
Medidor trifasico 120-480 V	AUD	5,790
Totalizador con teledemida	AUD	1,490
Totalizador con AMI	AUD	467
Medición AMI trifásica secundaria BT Forma 9S	AUD	1,375
Medición AMI trifásica Primaria MT Forma 9S	AUD	307
Medicion Completa Puntos Especiales	AUD	168
Medidor Testigo	AUD	166
Medidor monofasico sin demanda 240 V	RdR	233,390
Medidor monofasico sin demanda 120 V (servicio triplex)	RdR	30,812
Medidor monofasico 120/208 V	RdR	939
Medidor AMI monofásico 240V Forma 2S	RdR	865
Medidor AMI monofásico 120/208V Forma 25S	RdR	987
Medidor AMI trifasico 120-480V Forma 16S	RdR	717
Medidor trifasico 120-480 V	RdR	358
Totalizador con teledemida	RdR	353
Totalizador con AMI	RdR	110
Medición AMI trifásica secundaria BT Forma 9S	RdR	172
Medición AMI trifásica Primaria MT Forma 9S	RdR	143
Medicion Completa Puntos Especiales	RdR	234
Medidor Testigo	RdR	39
TOTAL MEDIDORES DE EEGSA		1,403,114

Mediciones en las salidas de los circuitos primarios de MT

La cantidad total de medidores registrados se presenta en la tabla siguiente indicando la zona, AUD o RdR, a la que pertenecen.

Tipo Medidor	AUD	RdR
Medición Completa Puntos Especiales	168	234

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Mediciones totalizadoras en CT MT/BT

El objetivo principal de este proyecto, que fue puesto en operación por EEGSA desde 2014, es la detección y corrección de pérdidas técnicas y no técnicas en la red eléctrica de distribución, por medio de comparación de la medición totalizadora de centros de transformación que alimentan la red de distribución BT versus la sumatoria de los consumos de los medidores de los usuarios asociados a dicho centro de transformación.

Además, la información se utiliza para la obtención de parámetros de calidad de potencia, optimización de carga de los centros de transformación, detectando aquellos sobrecargados o sub-dimensionados.

Los medidores totalizadores se operan en forma rotativa instalándose en la salida de los centros de transformación monofásicos que alimentan la red de distribución BT de diversas áreas de EEGSA. El proceso de instalación, medida y control, en cada centro de transformación dura entre 3 y 4 meses.

Los beneficios obtenidos de estas mediciones totalizadoras se pueden resumir así:

- Mejora de los indicadores de red – Operación eficiente
- Detección geográfica temprana de fallas en los transformadores y la red
- Monitoreo en tiempo real de los niveles de tensión, permiten una detección, diagnóstico y resolución más rápida de problemas de PQ.
- Control de la curva de carga de los transformadores
- Reducción de sobrecarga y subutilización de transformadores
- Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas
- Mejora del balance de cargas por fase

Como resultado de la implementación de este proyecto se han detectado una cantidad importante de anomalías, con su correspondiente reporte de energía no registrada.

G. EVALUACIÓN DE INSTALACIONES DE TERCEROS Y PER

Se han considerado bajo este rubro las obras ejecutadas por terceros o por el gobierno y transferidas al distribuidor con posterioridad a su adjudicación. Se trata de instalaciones cuya operación y mantenimiento está a cargo del distribuidor y que pueden ser utilizadas por éste para la alimentación a nuevos usuarios. Dentro de este concepto se han incluido también las instalaciones de carga mayor a 75 kVA que los usuarios han efectuado por cuenta propia y que

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

fueron cedidos a la distribuidora. Quedan excluidas las instalaciones de terceros no transferidas a la Distribuidora.

Para determinar el VNR de instalaciones PER, se presentan los documentos de soporte donde se establecen los tipos y cantidades de activos que el Gobierno transfirió a la distribuidora. El VNR de estas instalaciones optimizadas según los criterios expuestos en el punto 4.4 de los TdR es descontado de los importes calculados en el punto 4.5 para el nivel de tensión que corresponda.

Para los casos donde no se ha contado con el detalle requerido, se han utilizado los montos de los recursos invertidos de acuerdo a los reportes oficiales de las entidades gubernamentales correspondientes de acuerdo a lo establecido en el artículo 47 de la LGE.

El resumen de instalaciones donadas en todo el periodo se presenta en la tabla siguiente.

Redes de MT donadas				Redes de BT donadas		CT MT/BT donados			
Red MT	M	km	239.0	Total	km	304.0	10 kVA	cantidad	169
Red MT	B	km	32.8				15 kVA	cantidad	36
Red MT	T	km	161.4				25 kVA	cantidad	918
Período Total			433.2				37.5 kVA	cantidad	5
							50 kVA	cantidad	1,160
							75 kVA	cantidad	11
							100 kVA	cantidad	14
							112 kVA	cantidad	6
							150 kVA	cantidad	1
							167 kVA	cantidad	12
							225 kVA	cantidad	1
							300 kVA	cantidad	7
							500 kVA	cantidad	3
							750 kVA	cantidad	3
							1000 kVA	cantidad	1
							TOTAL	cantidad	2,347

4.1.4 Cálculo del VNR

El VNR se estableció para el año base:

- Adicionando la valorización de las instalaciones eficientes con los costos de las UCC correspondientes
- Adicionando la valorización de los activos no eléctricos que no fueron considerados en el estudio de optimización de redes
- Adicionando el equipamiento de medición
- Deduciendo las inversiones de terceros y PER



4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

En todos los casos, los importes correspondientes a MT y BT se están discriminados y, dentro de ellos, los relativos a bienes transables y no transables.

Adicionalmente se desagrega el VNR por cada tipo de AUD y RdR y por nivel de tensión.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada tipo de instalación de la red de distribución.

A. SISTEMAS DE INFORMACIÓN



4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Hardware y Software adquisición de licencias y/o costos de desarrollo e implementación	
Descripción	Costo por ítem [USD]
ERP + ISU	21,517,024
SISTEMAS CENTRALES	2,093,674
GRC GOBERNABILIDAD, RIESGO, CUMPLIMIENTO	288,940
FACTURA ELECTRONICA	562,417
MRP PLANIFICACION DE REQUERIMIENTOS DE MATERIAL	59,527
GEOCALL	188,578
MODELO DE COSTOS	520,403
GESTION DE MATERIALES	754,994
ARANDA	44,400
HCM - GESTION DE CAPITAL HUMANO	138,609
NEPLAN	43,388
GEOTECNOLOGIAS	43,274
TESORERIA AVANZADA	271,725
RPA - ROBOT PROCESS AUTOMATION	14,473
ARIBA	76,010
PORTALES CORPORATIVOS	72,268
SISTEMA SCADA	2,641,175
SIMC	140,173
SISTEMA DE REPARACIÓN Y EMERGENCIA OMS	2,210,868
SISTEMA DE INFORMACIÓN GEORREFERENCIADA	7,710,652
RED DE COMUNICACIONES	1,640,441
SISTEMA DE SEGURIDAD CORPORATIVA	337,785
FACTURACIÓN EN SITIO	430,921
SISTEMA DE TELEFONÍA IP	176,584
INTEGRACIÓN AMI-POWER ON	143,266
SISTEMA DE RECAUDACIÓN EN LÍNEA	53,288
DIGITALIZACIÓN DE DOCUMENTOS	3,577
DETECCIÓN DE VULNERABILIDADES	26,099
N1-N2-N3 (soporte Power On)	696,806
AMI	1,644,195
SIIAU	1,485,984
CONTROL DE MEDIDORES Y PRECINTOS "CMP"	19,303
CHATBOT SUNNY	15,000
WM - GESTION DE ALMACENES	60,188
PME Power Monitor expert (telemida)	80,856
GIS	2,648,068
SISTEMA DE GESTIÓN DE COLAS	37,502
EEGSA APP	8,500
Equipo de By-Pass	45,506
Total de sistemas de información	48,946,444

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

B. RED DE MT

Red de MT								
Zona	Tipo	Fases	Longitud EEGSA	Costo EEGSA [USD]	Longitud Donados	Costo Donados	Longitud total	Costo total [USD]
AUD	Aérea convencional	Monofásica	2,378.0	112,747,337	133.8	6,343,928	2,511.8	119,091,265
AUD	Aérea convencional	Bifásica	0.0	0	0.0	0	0.0	0
AUD	Aérea convencional	Trifásica	2,098.0	118,063,474	116.2	6,539,795	2,214.2	124,603,269
AUD	Aérea protegida	Monofásica	6.3	197,345	0.0	0	6.30	197,345
AUD	Aérea protegida	Bifásica	0.0	0	0.0	0	0.00	0
AUD	Aérea protegida	Trifásica	2.2	96,266	0.0	0	2.16	96,266
AUD	Subterránea	Monofásica	49.6	1,508,017	0.0	0	49.6	1,508,017
AUD	Subterránea	Trifásica	0.8	156,780	0.0	0	0.8	156,780
RdR	Aérea convencional	Monofásica	1,940.0	63,320,809	105.2	3,424,311	2,045.2	66,745,120
RdR	Aérea convencional	Bifásica	128.2	4,622,567	32.8	1,180,507	161.0	5,803,074
RdR	Aérea convencional	Trifásica	1,336.5	56,723,661	45.2	1,759,854	1,381.7	58,483,515
RdR	Aérea protegida	Monofásica	3.1	96,680	0.0	0	3.06	96,680
RdR	Aérea protegida	Bifásica	0.2	5,690	0.0	0	0.16	5,690
RdR	Aérea protegida	Trifásica	4.8	215,680	0.0	0	4.82	215,680
RdR	Subterránea	Trifásica	0.0	0	0.0	0	0.0	0
Total Áreas Urbana de Damero			4,534.9	232,769,219	250.0	12,883,722	4,784.9	245,652,941
Total Resto de Red			3,412.7	124,985,087	183.2	6,364,672	3,595.9	131,349,759
Total general			7,947.6	357,754,306	433.2	19,248,394	8,380.8	377,002,700

C. EQUIPOS DE MT

Equipos de protección, maniobra y compensación de MT			
Zona	Tipo	Cantidad [ud]	Costo total [USD]
AUD	Bancos de capacitores	248	3,967,802
AUD	Reguladores de tensión	0	0
AUD	Seccionadores	0	0
AUD	Seccionador automatizado	368	5,414,797
AUD	Reconectores	581	15,822,521
AUD	Cortacircuitos	2,745	892,108
RdR	Bancos de capacitores	48	769,074
RdR	Reguladores de tensión	16	343,117
RdR	Seccionadores	1,288	4,279,440
RdR	Seccionador automatizado	330	4,857,806
RdR	Reconectores	223	6,070,508
RdR	Cortacircuitos	13,789	3,887,406
RdR	Seccionalizadores	176	409,452
Total Áreas Urbana de Damero		3,942	26,097,228
Total Resto de Red		15,870	20,616,803
Total general		19,812	46,714,031

D. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Centros de transformación MT/BT								
Zona	Tipo	Fases	Cantidad EEGSA	Costo EEGSA [USD]	Cantidad Donados	Costo Donados	Cantidad Total	Costo Total [USD]
AUD	Aéreo sin poste	Monofásico	35,070	69,698,447	1,748	3,859,017	36,818	73,557,464
AUD	Aéreo sin poste	Banco Triásico	11,356	50,791,578	0	0	11,356	50,791,578
AUD	En pedestal	Trifásico	1,235	20,022,837	27	441,518	1,262	20,464,355
AUD	Subterráneo	Monofásico	0	0	0	0	0	0
RdR	Aéreo sin poste	Monofásico	14,281	25,066,171	571	1,199,946	14,852	26,266,117
RdR	Aéreo sin poste	Banco Triásico	178	1,168,916	0	0	178	1,168,916
RdR	En pedestal	Trifásico	89	1,643,389	1	12,597	90	1,655,986
Total Áreas Urbana de Damero			47,661	140,512,862	1,775	4,300,535	49,436	144,813,397
Total Resto de Red			14,548	27,878,476	572	1,212,543	15,120	29,091,019
Total general			62,209	168,391,338	2,347	5,513,077	64,556	173,904,416

E. RED DE BT

Red de BT								
Zona	Tipo	Fases	Longitud EEGSA	Costo EEGSA [USD]	Longitud Donados	Costo Donados	Longitud total	Costo total [USD]
AUD	Entorchado triplex	Monofásica	5,926.2	100,431,436	202.0	3,423,577	6,128.2	103,855,013
AUD	Subterránea	Monofásica	48.4	1,421,457	1.6	48,456	50.0	1,469,913
RdR	Entorchado triplex	Monofásica	2,944.2	51,342,700	100.4	1,750,206	3,044.5	53,092,906
Total Áreas Urbana de Damero			5,974.6	101,852,893	203.7	3,472,033	6,178.2	105,324,926
Total Resto de Red			2,944.2	51,342,700	100.4	1,750,206	3,044.5	53,092,906
Total general			8,918.7	153,195,594	304.0	5,222,239	9,222.8	158,417,833

F. ACOMETIDAS

Acometidas				
Zona	Tipo	Fases	Cantidad [ud]	Costo total [USD]
AUD	Entorchado triplex	Monofásica	1,112,885	62,717,068
AUD	Entorchado cuádruplex	Trifásica	13,536	1,836,008
RdR	Entorchado triplex	Monofásica	262,063	15,030,614
RdR	Entorchado cuádruplex	Trifásica	1,084	150,298
Total general			1,389,568	79,733,987

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

G. MEDIDORES

Medidores				
Zona	Tipo	Fases	Cantidad [ud]	Costo total [USD]
AUD	Sin demanda	Monofásico	1,060,704	62,765,151
AUD	Con demanda	Monofásico	50,709	8,663,198
AUD	Totalizadores en CT	Monofásico	1,490	1,965,757
AUD	Para usuario BT P<=70 kW	Trifásico	5,790	1,892,567
AUD	Para usuario BT P>70 kW	Trifásico	1,842	5,709,965
AUD	Para usuario Autoproducer	Monofásico	7,789	1,451,093
AUD	Para usuario Autoproducer	Trifásico	5,030	1,644,147
AUD	Para usuario MT	Trifásico	473	2,395,651
AUD	Para puntos especiales	Trifásico	168	2,703,407
RdR	Sin demanda	Monofásico	264,202	15,671,326
RdR	Con demanda	Monofásico	939	160,420
RdR	Totalizadores en CT	Monofásico	353	465,713
RdR	Para usuario BT P<=70 kW	Trifásico	358	117,019
RdR	Para usuario BT P>70 kW	Trifásico	282	760,407
RdR	Para usuario Autoproducer	Monofásico	1,852	391,426
RdR	Para usuario Autoproducer	Trifásico	717	234,364
RdR	Para usuario MT	Trifásico	182	1,078,611
RdR	Para puntos especiales	Trifásico	234	3,765,459
Total general			1,403,114	111,835,681

H. EQUIPOS AMI

Equipos AMI			
Zona	Tipo	Cantidad [ud]	Costo total [USD]
AUD	Colector AMI en poste	57	641,879
AUD	Colector AMI en subestación	16	181,280
AUD	Router AMI	629	1,965,334
AUD	Transformador de potencial para equipo AMI	137	212,627
AUD	Tendido de Tramo Secundario para equipo AMI	66	17,139
AUD	Antena de comunicación AMI para medidores	224	27,267
AUD	Medidor AMI repetidor	155	79,828
RdR	Colector AMI en poste	12	128,393
RdR	Colector AMI en subestación	3	36,261
RdR	Router AMI	126	393,119
RdR	Transformador de potencial para equipo AMI	27	42,531
RdR	Tendido de Tramo Secundario para equipo AMI	13	3,428
RdR	Antena de comunicación AMI para medidores	45	5,454
RdR	Medidor AMI repetidor	31	15,968
Total Áreas Urbana de Damero		1,284	3,125,354
Total Resto de Red		257	625,154
Total general		1,541	3,750,509

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

I. EQUIPOS SIMC

Equipos SIMC			
Zona	Tipo	Cantidad [ud]	Costo total [USD]
AUD	Analizador Master en poste	22	344,819
AUD	Analizador Esclavo en poste	43	327,444
AUD	Analizador Master en poste aéreo	3	40,384
AUD	Analizador Esclavo en poste aéreo	4	33,283
AUD	Analizador Master en pórtico	3	58,400
AUD	Analizador Esclavo en pórtico	7	66,074
AUD	Armario Master único en Caseta	1	13,516
AUD	Analizador en Armario único de caseta	2	6,638
AUD	Tendido de un vano línea neutra	130	44,356
AUD	Tendido de un vano de línea de baja tensión	74	19,111
AUD	Totalizador PQ 120 V Microondas	5	44,850
AUD	Totalizador PQ 240 V Microondas	0	3,843
AUD	Totalizador PQ 120 V Celular	13	112,075
AUD	Totalizador PQ 240 Celular	10	80,547
RdR	Analizador Master en poste	30	480,284
RdR	Analizador Esclavo en poste	60	456,083
RdR	Analizador Master en poste aéreo	3	56,249
RdR	Analizador Esclavo en poste aéreo	6	46,358
RdR	Analizador Master en pórtico	4	81,343
RdR	Analizador Esclavo en pórtico	9	92,032
RdR	Armario Master único en Caseta	1	18,826
RdR	Analizador en Armario único de caseta	2	9,245
RdR	Tendido de un vano línea neutra	181	61,781
RdR	Tendido de un vano de línea de baja tensión	104	26,619
RdR	Totalizador PQ 120 V Microondas	6	62,469
RdR	Totalizador PQ 240 V Microondas	1	5,353
RdR	Totalizador PQ 120 V Celular	17	156,105
RdR	Totalizador PQ 240 Celular	13	112,190
Total Áreas Urbana de Damero		315	1,195,340
Total Resto de Red		439	1,664,937
Total general		754	2,860,277

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

J. VNR TOTAL EEGSA

Zona	Tipo de Instalación	Activos propios			Activos donados		
		Cantidad/ longitud		VNR [USD]	Cantidad/ longitud		VNR [USD]
AUD	Red de MT	km	4,534.9	232,769,219	km	250.0	12,883,722
AUD	Centros transf. MT/BT	ud	47,661	140,512,862	ud	1,775	4,300,535
AUD	Red de BT	km	5,974.6	101,852,893	km	203.7	3,472,033
AUD	Equipos de MT	ud	3,942	26,097,228			
AUD	Acometidas	ud	1,126,421	64,553,075			
AUD	Medidores	ud	1,133,995	89,190,935			
AUD	Equipos SIMC y AMI	ud	1,599	4,320,694			
RdR	Red de MT	km	3,412.7	124,985,087	km	183.2	6,364,672
RdR	Centros transf. MT/BT	ud	14,548	27,878,476	ud	572	1,212,543
RdR	Red de BT	km	2,944	51,342,700	km	100.4	1,750,206
RdR	Equipos de MT	ud	15,870	20,616,803			
RdR	Acometidas	ud	263,147	15,180,911			
RdR	Medidores	ud	269,119	22,644,746			
RdR	Equipos SIMC y AMI	ud	696	2,290,092			
EEGSA	Red de MT	km	7,947.6	357,754,306	km	433.2	19,248,394
EEGSA	Centros transf. MT/BT	ud	62,209	168,391,338	ud	2,347	5,513,077
EEGSA	Red de BT	km	8,918.7	153,195,594	km	304.0	5,222,239
EEGSA	Equipos de MT	ud	19,812	46,714,031			
EEGSA	Acometidas	ud	1,389,568	79,733,987			
EEGSA	Medidores	ud	1,403,114	111,835,681			
EEGSA	Equipos SIMC y AMI	ud	2,295	6,610,786			
EEGSA	Sistemas de información	global		48,946,444			
Total VNR				973,182,166			29,983,711

4.2 MÓDULO C.2 – ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

Este informe tiene como objeto presentar los resultados de la Etapa C, Módulo C.2 “Anualidad de la Inversión”, y en el mismo se presenta el cálculo de la anualidad de la inversión a reconocer en el VAD, calculado a partir de la aplicación del factor de recuperación de capital (FRC) al valor nuevo de reemplazo (VNR) de las redes optimizadas de la distribuidora.

Se reiteran los conceptos y fundamentos incluidos en el informe de etapa C2 – Anualidad de la inversión presentados en la fecha establecida en los términos de referencia (resolución CNEE-187-2022).

La determinación de las redes óptimas y el cálculo del VNR se desarrolló en el Informe de la Etapa C, Modulo C.1, “Optimización de la red del Distribuidor”, y para la determinación del factor de recuperación de capital (FRC) se consideró la Tasa de Actualización de la Inversión (TAI) determinada por la consultora Grupo Mercados Energéticos en el informe Determinación de la Tasa de Costo de Capital para remunerar la actividad de Distribución Eléctrica en Guatemala, incluido en el **Anexo A** del informe de Etapa C, Módulo C.2 “Anualidad de la Inversión”, de 7.74% real después de impuestos, equivalente a 10.32% real antes de impuestos.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Además, se tomaron en cuenta las vidas útiles establecidas en los Términos de Referencia del estudio.

Sobre la base de la estructura de los términos de referencia de este estudio, el presente informe se ha organizado considerando los siguientes capítulos:

- Capítulo 4.2.1, “Factor de recuperación de capital (FRC)” donde se calcula el mismo para las instalaciones con distintas vidas útiles.
- Capítulo 4.2.2, “Cálculo de la anualidad de la inversión”, donde se presenta el cálculo de la anualidad de la inversión de los bienes de la distribuidora y de la cuota de reposición para los bienes donados.

4.2.1 Factor de recuperación de capital (FRC)

En el presente capítulo se realiza un análisis acerca del uso del Factor de recuperación de Capital (FRC) en el cálculo de la anualidad de la base de capital y su impacto en la determinación del EVAD.

En primer término, se presentan las conclusiones de un análisis conceptual del tema, para posteriormente tratar su aplicación.

Cabe mencionar que la tarifa a determinar debe ser fijada para las necesidades de la empresa, independientemente de la percepción del accionista, y la misma debe permitir realizar las inversiones futuras y reponer las existentes, operar y mantener las instalaciones y obtener una ganancia. La percepción del accionista, una vez adquirida la empresa, se manifiesta en su voluntad de permanecer en el negocio o desprenderse del mismo.

Una disminución en la tasa, o en la anualidad de la base de capital a utilizar para el cálculo, se traduce en un desincentivo a las inversiones, atento a que para mantener igual reducción en la rentabilidad habría que limitar inversiones.

El propio método del VNR propone conceptualmente determinar las necesidades de ingresos futuros de la empresa para cubrir las inversiones, sobre la base del valor medio de su VNR determinado en el año base.

En este caso la modificación del FRC a aplicar sobre el VNR, para determinar la anualidad de la base de capital o ingreso de capital, tiene un impacto amplificado sobre la empresa que desincentiva las inversiones futuras.

Por todo lo indicado, a continuación, se analiza la fórmula planteada en los TdR para el cálculo del FRC

A. FÓRMULA DEL FRC DE LOS TÉRMINOS DE REFERENCIA

El Factor de Recuperación de Capital (FRC) utilizado para determinar el costo total de capital de las instalaciones propiedad de la distribuidora, corresponde al que se utiliza tradicionalmente para calcular el costo de capital del VNR en

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

distintos países de la región (Argentina, Chile, Perú, etc.), y es también denominado sistema de amortización francés, utilizado en la práctica bancaria.

Este sistema determina un pago periódico (anualidad) que incluye una cuota de interés (que remunera el interés devengado en ese periodo sobre la deuda pendiente) y una cuota de amortización (que se aplica a amortizar el préstamo).

La fórmula para determinar el valor del FRC es la siguiente:

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

Donde:

i = tasa de actualización anual antes de impuestos. Se consideró el valor de 10.32% real antes de impuestos determinado por la consultora Grupo Mercados Energéticos en el informe Determinación de la Tasa de Costo de Capital para remunerar la actividad de Distribución Eléctrica en Guatemala.

El estudio para la determinación de La Tasa de Actualización de la Inversión (TAI) considerada en este informe fue elaborado por la consultora Grupo Mercados Energéticos durante el primer semestre del año 2022, incluido en el **Anexo A** de este Informe, y fue compartido íntegramente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que le fuese útil como un insumo o referencia, puesto que contiene suficientes elementos económicos y metodológicos ya utilizados por la CNEE, para que realizará, en cumplimiento del artículo 79 de la Ley General de Electricidad, los estudios que considerara suficientes para calcular la Tasa de actualización a utilizar para la determinación de tarifas necesario en este Estudio del Valor Agregado de Distribución, sin embargo, hasta la emisión de este informe, aún no se cuenta con publicación oficial alguna de la Tasa de Actualización de la inversión por lo que se adjunta dicho estudio y las consideraciones correspondientes ya conocidas por la CNEE.

n = vida útil promedio por tipo de instalación, en años, de acuerdo a lo indicado en el punto 4.4.1, inciso d) de los Términos de Referencia del Estudio VAD.

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

B. FACTOR DE RECUPERACIÓN DE INSTALACIONES (FRI) DE ACTIVOS DONADOS POR TERCEROS

Como se indicó en el capítulo anterior, el FRC determina un pago periódico (anualidad) que incluye una cuota de interés (que remunera el interés devengado en ese periodo sobre la deuda pendiente) y una cuota de amortización (que se aplica a amortizar el préstamo).

En el caso de las instalaciones donadas por terceros, donde el capital inicial no fue aportado por la distribuidora, pero la misma es responsable de reponer las instalaciones al final de su vida útil, corresponde considerar solamente la cuota de amortización del FRC que le permitirá recuperar el valor inicial de la instalación al finalizar su vida útil.

Si dividimos el FRC en sus dos componentes tenemos:

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

Siendo:

i = interés anual sobre el capital inmovilizado

$\frac{i}{(1+i)^n - 1}$ = amortización anual anticipada, que denominamos también Factor de Recuperación de Instalaciones (FRI).

Resumiendo, el Factor de Recuperación de Instalaciones (FRI) para determinar la cuota de amortización de las instalaciones donadas por terceros se calcula según la siguiente expresión:

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

Donde:

i = tasa de actualización anual antes de impuestos (10.32%)

n = vida útil promedio por tipo de instalación, en años (según tipo de instalación)

4.2.2 Cálculo de la anualidad de la inversión

La anualidad de la inversión se compone, según lo indicado en el punto 4.9 de los Términos de Referencia, de la suma de la anualidad de la inversión de los

4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

activos optimizados de la distribuidora más la cuota anual de reposición de los activos donados por terceros y PER.

El monto de inversión de los activos optimizados de la distribuidora se determinó en el Informe de la Etapa C, Módulo C1, los valores del FRC para cada tipo de instalación y los valores del FRI para cada tipo de instalación se determinaron en el Capítulo 4.2.1 de este Informe.

Los valores de la anualidad de los activos de la distribuidora se presentan en la tabla siguiente, expresados en millones de USD por año.

Tipo de Instalación	Activos propios		
	VNR de activos propios [MM USD]	FRC	Anualidad de activos propios [MM USD / año]
Red de MT	357.75	0.1089	38.97
Centros transf. MT/BT	168.39	0.1129	19.01
Red de BT	153.20	0.1129	17.29
Equipos de MT	46.71	0.1339	6.25
Acometidas	79.73	0.1129	9.00
Medidores	111.84	0.1200	13.42
Equipos SIMC y AMI	6.61	0.1200	0.79
Sistemas de información	48.95	0.2076	10.16
TOTAL	973.18		114.90

Para determinar la cuota anual de reposición de las instalaciones donadas se consideró la valorización de las mismas, los valores del FRI (factor de recuperación de instalaciones) para cada tipo de instalación, determinados en el Capítulo 4.2.1 de este Informe.

Los valores de la cuota anual de reposición de los activos donados se presentan en la tabla siguiente, expresados en millones de USD por año.

Tipo de Instalación	Activos donados		
	VNR de activos donados [MM USD]	Factor de reposición de instalaciones	Reposición de activos donados [MM USD / año]
Red de MT	19.25	0.0057	0.11
Centros transf. MT/BT	5.51	0.0097	0.05
Red de BT	5.22	0.0097	0.05
Equipos de MT		0.0307	
Acometidas		0.0097	
Medidores		0.0168	
Equipos SIMC y AMI		0.0168	
Sistemas de información		0.1044	
TOTAL	29.98		0.21



4. Etapa C – Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión

Finalmente, la anualidad total a percibir por EEGSA se determina como la suma de la anualidad de los activos propios más la cuota anual de reposición de los activos donados, como se muestra en la tabla siguiente.

Tipo de Instalación	Anualidad de activos propios [MM USD / año]	Reposición de activos donados [MM USD / año]	ANUALIDAD TOTAL [MM USD / año]
Red de MT	38.97	0.11	39.08
Centros transf. MT/BT	19.01	0.05	19.06
Red de BT	17.29	0.05	17.34
Equipos de MT	6.25	0.00	6.25
Acometidas	9.00	0.00	9.00
Medidores	13.42	0.00	13.42
Equipos SIMC y AMI	0.79	0.00	0.79
Sistemas de información	10.16	0.00	10.16
TOTAL	114.90	0.21	115.12

5. ETAPA D – BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

Este capítulo tiene como objeto presentar los resultados de la Etapa D “Balances de energía y potencia”, y en el mismo se presenta el cálculo del balance de energía y potencia de la empresa real para el año base (2021), el cálculo del balance de energía y potencia correspondiente a la empresa con las instalaciones y las pérdidas optimizadas, y los factores de pérdidas medias calculados a partir de las pérdidas optimizadas por etapa de red.

En esta versión de la etapa G.1 aún se encuentran en análisis las observaciones a la etapa D – Balance de energía y potencia (notificadas a EEGSA mediante el documento identificado como GTTE-NotaS2023-29 recibido el 27 de marzo de 2023), por lo que no ha podido incorporarse la absolución a las observaciones realizadas.

En el Capítulo 2 del informe de etapa D, se presenta el balance de la empresa real para el año base del estudio, 2021, y es el mismo que se ha utilizado para efectuar la distribución espacial de la demanda desarrollada en el Informe de la Etapa A. Módulo A.1, “Estudio de Demanda – Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero y diseño del Resto de Red”.

Para confeccionar este balance se utilizó información del Estudio de Caracterización de la Carga presentado en el Informe “Campaña de caracterización de la carga – Informe Final” de la consultora BA Energy Solutions, de agosto de 2022, y en el Informe “Plan de Reducción de Pérdidas 2021-2026” elaborado por la Gerencia de Distribución de EEGSA. Estos informes se adjuntan en los Anexos A y B del informe de etapa D.

El balance resumido de la empresa real para el año 2021 se presenta a continuación.

5. Etapa D – Balance de Energía y Potencia

Año 2021 Empresa Real	Energía		Potencia coincidente	
	MWh	%	MW	%
Entrada a MT	5,472,543		864.6	
Pérdidas en la red MT	66,402	1.21%	13.0	1.50%
Suministros a usuarios MT	1,884,863		295.9	
Entrada a CT MT/BT	3,521,278		555.8	
Pérdidas en CT MT/BT	135,855	2.48%	11.1	1.28%
Entrada a la red BT	3,385,423		544.7	
Pérdidas Técnicas en BT	18,683	0.34%	18.8	2.17%
Suministros a usuarios BT	3,328,485		520.9	
Pérdidas No Técnicas	38,255	0.70%	5.0	0.58%
Total de pérdidas	259,194	4.74%	47.8	5.53%

En el Capítulo 3 del informe de etapa D, se presenta el desarrollo del balance de potencia y energía para la empresa con las instalaciones optimizadas, es decir con el cálculo de las pérdidas técnicas para las distintas etapas de la red obtenidas del proceso de optimización desarrolladas según lo indicado en el Informe de la Etapa C, Módulo C.1, "Optimización de la Red del Distribuidor".

El balance resumido de la empresa optimizada para el año 2021 se presenta a continuación.

Año 2021 Empresa Optimizada	Energía		Potencia coincidente	
	MWh	%	MW	%
Entrada a MT	5,471,355		862.7	
Pérdidas en la red MT	61,786	1.13%	12.1	1.39%
Suministros a usuarios MT	1,884,863		295.9	
Entrada a CT MT/BT	3,524,705		554.8	
Pérdidas en CT MT/BT	74,977	1.37%	10.7	1.23%
Entrada a la red BT	3,449,728		544.1	
Pérdidas Técnicas en BT	96,377	1.76%	18.1	2.10%
Suministros a usuarios BT	3,328,485		520.9	
Pérdidas No Técnicas	24,866	0.45%	5.0	0.58%
Total de pérdidas	258,006	4.72%	45.9	5.31%

Se efectuó una comparación internacional del nivel de pérdidas totales de energía reales y optimizadas de EEGSA contra un panel de 50 empresas distribuidoras de Latinoamérica, donde resulta que los niveles de pérdidas de energía, tanto reales como óptimas, de EEGSA son las menores de todas las empresas. Esto demuestra el nivel de eficiencia alcanzado en este aspecto de la distribución de energía eléctrica.



5. Etapa D – Balance de Energía y Potencia

El Capítulo 4 del informe de etapa D presenta el cálculo de los factores de pérdidas medias de energía y potencia en las redes MT y BT, que incluyen las pérdidas técnicas óptimas en las etapas de MT y BT de las redes, y la fracción de las pérdidas no técnicas que se permiten trasladar a tarifas de acuerdo a lo establecido en los artículos 85 y 90 del RLGE. Los valores de los factores de pérdidas determinados para el año base son los siguientes.

FPEBT	1.051099
FPEMT	1.011422
FPPBT	1.054765
FPPMT	1.014175

6. ETAPA E – COSTOS DE EXPLOTACIÓN

El informe de etapa E presenta los resultados de los estudios realizados en el marco del proceso del Estudio del Valor Agregado de Distribución para la Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima (EEGSA), de acuerdo a los lineamientos establecidos en los TdR publicados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (CNEE).

En esta versión de la etapa G.1 aún se encuentran en análisis las observaciones a la Etapa E – Costos de explotación (notificadas a EEGSA mediante el documento identificado como GTTE-NotaS2023-33 recibido el 30 de marzo de 2023), por lo que no ha podido incorporarse la absolución a las observaciones realizadas.

El presente informe incluye:

- Diseño de la empresa modelo
- Costos directos de operación y mantenimiento
- Costos directos de comercialización
- Costos indirectos
- Cálculo de VNR NO eléctrico
- Análisis comparativo de los resultados: empresa real y otras empresas de características similares a EEGSA
- Proyección de costos para el próximo periodo tarifario

En lo que se refiere a los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos correspondientes a las funciones de distribución y comercialización de la energía se ha efectuado un cálculo individual para cada año del período tarifario (2023 - 2028), teniendo en cuenta los periodos de Agosto-Julio de cada año.

Para la determinación de los costos del año base se utilizaron los usuarios e instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2021, mientras que para la proyección de costos se consideran por año los usuarios resultantes de la proyección de demanda presentada en el informe A y se presenta un crecimiento de instalaciones acorde con el crecimiento histórico y también relacionado con el crecimiento de clientes previamente señalado.

Este Informe incorpora las modificaciones resultantes de la aplicación de lo indicado en la Nota GTEE-NotaS2023-14 para el informe de Etapa B: valores eficientes de referencia.

6. Etapa E – Costos de Explotación

6.1 COSTOS DE EXPLOTACIÓN Y MANTENIMIENTO

En esta sección se encuentran los resultados del dimensionamiento de una empresa modelo, teórica, operando en el mercado eléctrico del área de concesión de EEGSA, eficiente en sus gastos, gestión y operación, y que cumple con las exigencias de calidad de servicio vigentes, acorde con las pautas establecidas por la CNEE y la empresa concesionaria correspondiente.

Para alcanzar estos resultados se analizaron las características del mercado eléctrico de EEGSA, la distribución territorial de sus usuarios e instalaciones, y el estado relevado de estas últimas. Se consideraron además ratios estándares de operación y mantenimiento, típicos de empresas latinoamericanas y se partió de la estructura actual de la organización. Para la valorización se consideraron remuneraciones de mercado para el personal propio y contratistas.

El diseño se llevó a cabo mediante un modelo único, a partir del cual se dimensionaron todas las actividades y la estructura de la empresa distribuidora.

Del modelo utilizado se obtuvieron como resultado los valores óptimos de los Costos de Operación y Mantenimiento Técnico, los Costos de Comercialización (o de Gestión Comercial de los Clientes), y los Gastos Indirectos (o Gastos de Administración, o de la Estructura de Apoyo).

El modelo se desarrolló a partir de la definición de los procesos que deben implementarse en la actividad de distribución eléctrica. A partir de estos procesos, y manteniendo las cadenas de valor agregado, se estructuraron las unidades que conforman la organización de la empresa modelo. Esta organización se diseñó para efectuar las mismas actividades y funciones que debe ejecutar una empresa real, considerando los aspectos comerciales, técnicos y de apoyo. La empresa modelo considera las actividades necesarias para el cumplimiento de la NTSD.

Siguiendo las indicaciones de los TdR, se partió de la estructura real de la empresa para calcular los costos y luego se procedió a introducir parámetros de eficiencia. Como resultado de la evaluación realizada se ajustó la estructura y dotación del área de apoyo. Para el caso de las áreas de comercialización y de activos se concluyó que la estructura es la adecuada y se corresponde con una empresa eficiente ya que la mayoría de las actividades se encuentra subcontratadas y se mantiene sólo una estructura de apoyo y supervisión ajustada.

Los resultados del costo de explotación de la empresa modelo basada en la estructura real resultaron de 66,5 millones de dólares por año y una dotación de 558 personas.

6. Etapa E – Costos de Explotación

Los costos de explotación determinados para el año base, expresados en moneda de diciembre de 2021, se presentan en la siguiente tabla.

Costos de Explotación trasladables a VAD						
Actividad		Personal	Materiales	SySE	Gastos	Total
Explotación Comercial	[kUSD /año]	6,519	206	9,409	3,955	20,088
Explotación Técnica	[kUSD /año]	3,785	11,773	12,053	4,586	32,198
Actividades de Apoyo	[kUSD /año]	8,031	119	0	6,051	14,201
Total	[kUSD /año]	18,334	12,098	21,462	14,592	66,486.5

Tal como indican los TdR se considera como costos transables los materiales, herramientas, vehículos y equipos de montaje. El costo de personal se considera como no transable.

% costos TOT	%
Transables	72.4%
No Transables	27.6%

Los costos presentados previamente, y tal como indican los TdR, no incluyen los costos de explotación relacionados con el uso compartido del personal e instalaciones de la Distribuidora para atender otras actividades distintas a las actividades reguladas de la Distribuidora tales como y cuya desagregación se muestra dentro del modelo adjunto en la hoja "rec comp".

A su vez, y tal como indican los TdR, se debe restar de los costos de explotación los ingresos o beneficios que el Distribuidor obtenga por el alquiler de los soportes de líneas para:

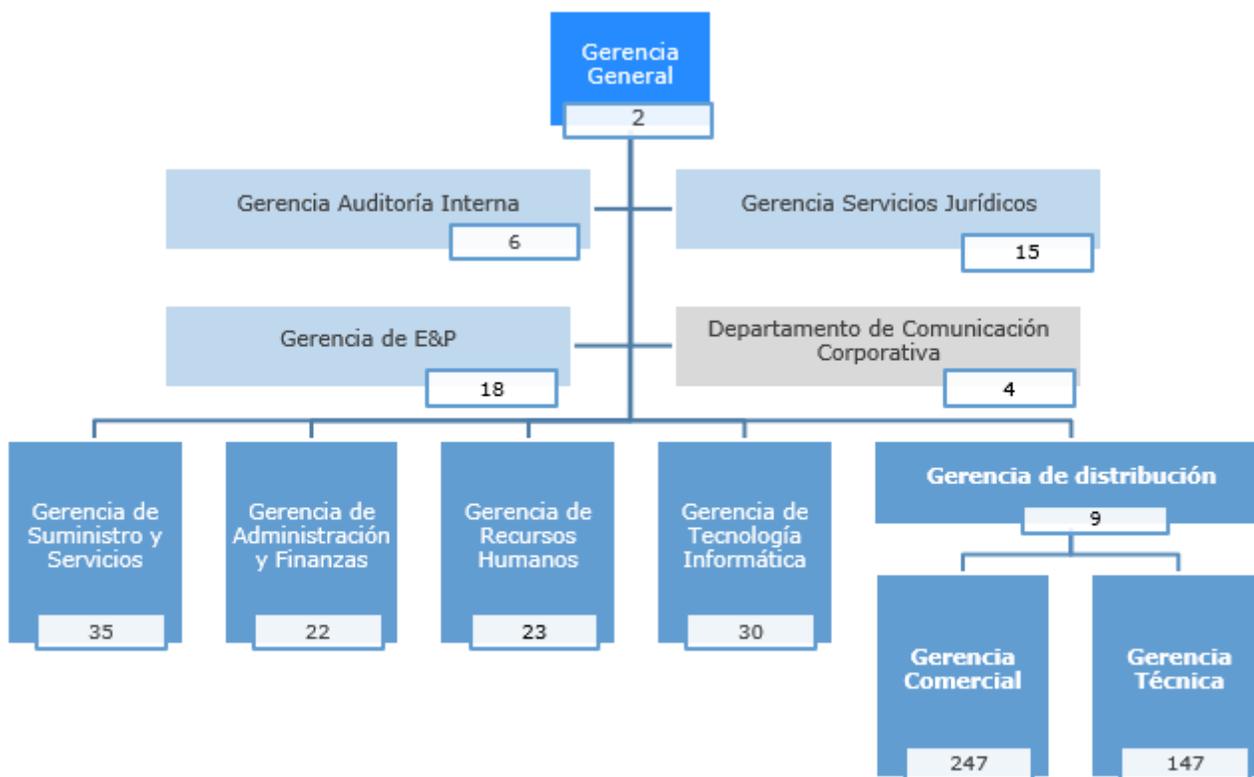
- Instalaciones e alumbrado público
- Decoraciones
- Cámaras
- Empresas de cable
- Telecomunicaciones
- Publicidad
- Otros

6. Etapa E – Costos de Explotación

Los costos de explotación a incluir en el cálculo del VAD se presentan en la siguiente tabla.

Concepto	Unidad	Valor
Costos de explotación a VAD	[kUSD /año]	66,486
Ingresos por apoyo en poste	[kUSD /año]	-701
TOTAL	[kUSD /año]	65,785

La organización considerada en la empresa modelo es la que se presenta en el organigrama resumido de la siguiente Ilustración, donde se indica, por área, la cantidad de personal propio que resultó del modelado.



Dotación total Empresa Modelo = **558** empleados

Es importante aclarar que la dotación total de la empresa modelo propuesta resulta aproximadamente 15% menor a la dotación real informada regularmente por Resolución 50 (que totaliza 644 empleados a diciembre 2021) ya que se trata de la empresa modelo ajustada al servicio de distribución eléctrica.

6. Etapa E – Costos de Explotación

6.2 DISEÑO DE LA EMPRESA MODELO

La metodología de la Empresa Modelo, ampliamente difundida y aceptada, es esencialmente un benchmarking de costos estimados en la consideración de condiciones específicas de servicios de distribución eléctrica más que en estimaciones econométricas. La determinación de los costos optimizados se realiza aplicando estándares internacionales a estructuras de organización diseñadas eficientemente.

La Empresa Modelo es una empresa teórica diseñada para prestar servicio de distribución en el área designada para tal efecto y que desde el punto de vista de la organización satisface las premisas de cumplir con el marco reglamentario y normativo vigente, respetar las restricciones geográficas, estructura de clientes y demanda, estar concebida en base a principios de eficiencia organizativa y contar con instalaciones optimizadas adaptadas a la demanda.

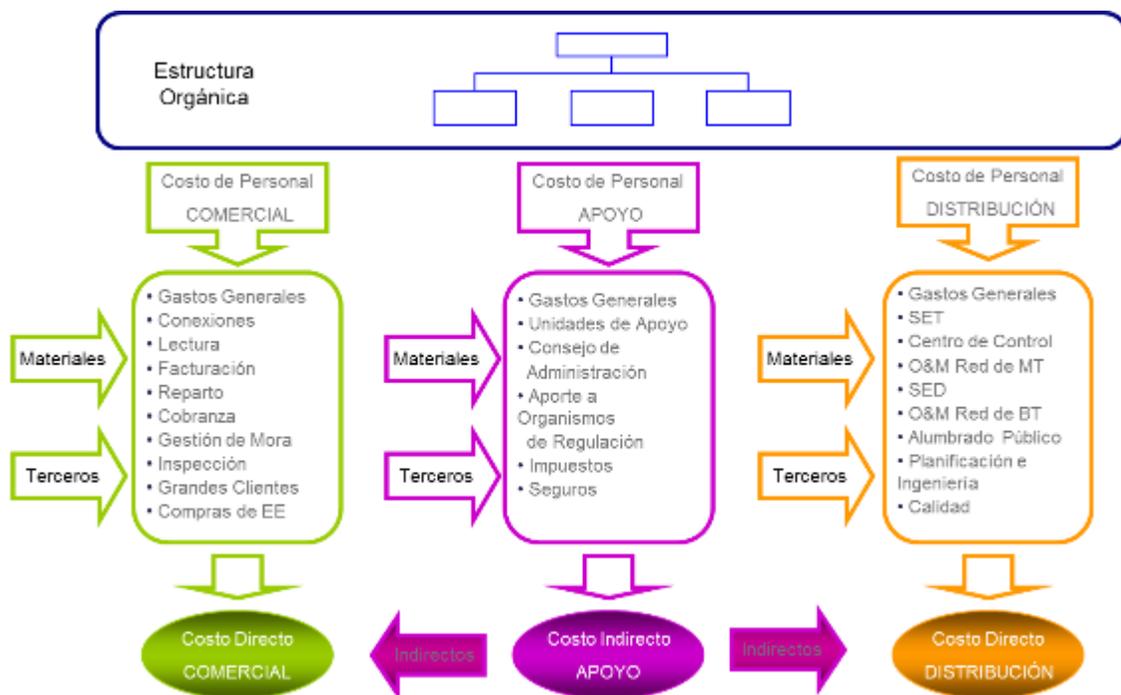
El proceso general a seguir para el diseño y dimensionamiento de la empresa modelo de distribución, que presta el servicio atendiendo el mercado y las instalaciones optimizadas de EEGSA al 31 de diciembre de 2021, se debe desarrollar según las etapas que se indican a continuación:

- Identificación de los objetivos y procesos básicos de una empresa de distribución
- Análisis de: distribución territorial del mercado y las instalaciones de EEGSA y la estructura organizativa de la empresa real
- Determinación de la dotación de la empresa modelo
 - Mano de obra indirecta
 - Mano de obra directa
- Valorización de los recursos considerados

Para el diseño del proceso de esta Empresa de Modelo de distribución se identificaron inicialmente las funciones y objetivos básicos de este tipo de empresas bajo la regulación vigente según la CNEE, se definieron los procesos fundamentales (o procesos de negocio) requeridos para cumplir con las funciones y objetivos establecidos, se identificaron las instalaciones adaptadas a operar y mantener y las principales características geográficas y ambientales donde se encuentra el Sistema.

A continuación, se introduce el desarrollo esquemático de la metodología utilizada.

6. Etapa E – Costos de Explotación



La metodología de cálculo utilizada para establecer los costos de explotación parte de concebir una estructura orgánica modelo para atender el servicio de distribución eléctrica, para luego asignarle la cantidad de personal que requiere para su funcionamiento con los costos relacionados al mismo, esencialmente materiales y servicios suministrados por contratistas.

Todos los costos de explotación, tanto técnica como comercial, se determinan a través de Costos Unitarios establecidos en la etapa B (Valores eficientes de referencia) del presente proceso.

6.2.1 Objetivos y procesos básicos de una empresa de distribución

La legislación y normativa para la industria eléctrica en vigencia establece que las empresas de distribución tienen la obligación de prestar el servicio y de ampliar sus instalaciones para abastecer las demandas que le sean solicitadas, en cumplimiento permanente de las disposiciones de calidad y seguridad de servicio.

En este contexto los objetivos básicos del servicio de distribución consisten en mantener el suministro de energía eléctrica a los usuarios del servicio con la continuidad y calidad del producto establecidas en las normas vigentes, anticipar las futuras demandas mediante un adecuado crecimiento de esa capacidad y facturar y cobrar los costos incurridos a los usuarios del servicio en función de su participación en los mismos.

6. Etapa E – Costos de Explotación

La Empresa de Distribución se diseña para cumplir con estos objetivos, optimizando los costos de operación y mantenimiento, operación comercial y administración requeridos.

En general se pueden distinguir tres tipos básicos de procesos asociados a cualquier tipo de empresa:

1. Los procesos estratégicos, que son los que dan la orientación al negocio y establecen los objetivos y metas a corto, mediano y largo plazo.
2. Los procesos de apoyo vertical u horizontal son los que dan soporte a los procesos estratégicos y sustantivos o centrales.
3. Los procesos sustantivos, que son los que entregan el valor agregado al cliente, y que conforman la parte principal del negocio.

En el caso de la actividad de distribución, y tomando en cuenta los objetivos definidos para la misma, se identifican los siguientes subprocesos vinculados con los procesos básicos del negocio:

- Procesos estratégicos
 - Planificación económica
 - Planificación técnica
 - Control de gestión
 - Estudios regulatorios.
- Procesos de apoyo:
 - Gestión de los recursos humanos
 - Administración
 - Contabilidad
 - Gestión financiera
 - Gestión de los sistemas informáticos
 - Abastecimiento
 - Gestión social y ambiental
- Procesos sustantivos o centrales
 - Operación y mantenimiento,
 - Ingeniería y control de obras
 - Atención comercial de los usuarios, incluyendo la facturación y cobranza del servicio

El modelo se desarrolla a partir de la definición de los procesos en torno a los cuales se desarrolla el negocio de distribución eléctrica. A partir de estos

6. Etapa E – Costos de Explotación

procesos, y cuidando de mantener las cadenas de valor agregado, se estructuran las unidades con las que se conforma la organización ideal en su diseño estas unidades respetan el principio de proveedor-cliente y el de unidad de mando.

6.2.2 Determinación de la estructura organizativa

Tal como indican los TdR, para la determinación de los recursos el modelo debe partir de la empresa real y posteriormente optimizarla en caso de que sea necesario.

Para determinar la estructura organizativa de la empresa modelo primero se debe conocer la distribución territorial del mercado y de las instalaciones de la empresa real al 31 de diciembre de 2021.

A. *DISTRIBUCIÓN TERRITORIAL DEL MERCADO Y DE LAS INSTALACIONES DE EEGSA*

EEGSA cuenta con 1,402,419 clientes en su red de distribución a diciembre-21, siendo el departamento con mayor demanda Guatemala, con 78% de clientes, con menor cobertura Escuintla con 14% y por último Sacatepéquez con 8% del total de clientes

El área de servicio de la Empresa Modelo, la misma de EGGSA, abarca los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla. Además, se tiene cobertura autorizada para los departamentos de Chimaltenango, Jalapa y Santa Rosa.

El detalle de los departamentos, indicando la cantidad de habitantes y la superficie de cada uno se presenta en la siguiente tabla.

Departamento	Superficie	Habitantes	Municipios	Densidad
Escuintla	4.384	802.479	13	183,1
Guatemala	2.126	3.557.909	17	1671,5
Sacatepéquez	465	396.167	14	851,9

El área de concesión de EEGSA, que comprende aproximadamente 7.000 km² entre los departamentos citados, se presenta en la siguiente ilustración.

6. Etapa E – Costos de Explotación



Los usuarios del servicio se concentran en la ciudad de Guatemala, donde también se encuentran localizadas la mayor parte de las subestaciones y redes de media tensión y una parte importante de las instalaciones de distribución, especialmente las SED MT/BT y la red BT.

La siguiente tabla informa sobre el detalle de la composición del mercado de EEGSA para el año base.

TARIFA	ENERGÍA[MWh]		USUARIOS	
BTSS	1,438,634	27.6%	1,256,007	89.6%
BTS	960,587	18.4%	127,861	9.1%
BTSH	8,275	0.2%	1,330	0.1%
BTSA	7,667	0.1%	3,409	0.2%
AP	167,760	3.2%	118	0.0%
APPN	6,304	0.1%	692	0.0%
VSC	2,990	0.1%	891	0.1%
BTDH	710,560	13.6%	10,257	0.7%
BTDA	8,683	0.2%	306	0.0%
MTDA	3,321	0.1%	26	0.0%
MTDH	179,137	3.4%	491	0.0%
PeajeFT_BT	17,024	0.3%	32	0.0%
PeajeFT_MT	1,702,406	32.7%	999	0.1%
TOTAL EEGSA	5,213,348	100.0%	1,402,419	100.0%

Para abastecer la demanda de EEGSA en el año base y según el informe de etapa C.1 "Optimización de la red del Distribuidor", se determinaron las instalaciones adaptadas a la demanda que debería operar y mantener la empresa modelo.

6. Etapa E – Costos de Explotación

Tipo de instalación	Unidad	Cantidad
Red MT	Km	8,381
Equipos de maniobra y protección MT	#	19,812
Subestaciones de Distribución (SED) MT/BT	#	64,556
Equipos de maniobra y protección BT	#	-
Redes de BT	Km	9,223
Acometidas y equipos de medición	#	1,403,114

Para atender a los clientes de la distribuidora dentro del área de concesión y brindar un servicio eficiente, EEGSA contempla 3 tipos de centros de atención.

- Centros de atención: preparados para recibir todo tipo de consultas relacionadas al servicio de energía eléctrica, realizan atención presencial a los clientes para atender sus inquietudes respecto a la resolución de su gestión.
- Agencias Express: utilizados para acercar los servicios a los clientes en lugares óptimos, localizados oportunamente para brindarles un servicio más ágil y conveniente, reduciendo tiempos de espera y costos de traslado.
- Kioscos Interactivos: tienen el propósito de educar al cliente en el uso de las herramientas digitales en estaciones de trabajo interactivos que permite a los usuarios realizar múltiples consultas. Actualmente se promueve el uso de la EEGSAAPP, Portal de clientes SIIAU, Redes Sociales y Chatbot
- Agencia móvil: este servicio se realiza a través de unos vehículos preparados para poder atender a clientes. El objetivo es acercarse a los clientes que tienen dificultades para acercarse a los centros de atención, agencias o Kioscos.

A continuación, se presentan las gestiones que realiza cada centro de atención.

6. Etapa E – Costos de Explotación

Centro de servicio	Servicios nuevos	Adiones a la Red	Corre final de servicio	Info. y consultas	Pagos Parciales	Consulta de Saldo	Cabina Teleservicio	Cabina Atención Virtual	Observaciones
Agencia	x	x	x	x	x	x	x	x	
Agencia Express	x	x	x	x	x	x	x	x	
Kiosco Interactivo				x	x	x			Se atienden solicitudes a través de medios digitales, se responde al cliente a través de correo electrónico

Al 31 de diciembre de 2021 la empresa contaba con los siguientes centros de atención a clientes.

No	Agencias
1	Agencia Central
2	Megacentro
3	Pacific Center
4	Plaza Florida
5	Proceres
6	Villa Nueva
7	Amatitlán
8	Antigua
9	Escuintla
10	Puerto San José
11	Metronorte
Agencias Express	
1	Molino de las Flores
2	San Pedro Sacatepéquez
3	Pradera Villa Nueva II
4	Paseo Villa Hermosa
5	Villa Canales
6	Centra Norte
7	Paseo Cayalá
8	Vistares
9	Condado Concepción
10	Santa Lucía Cotzumalguapa

No.	Kioscos Interactivos
1	Vista Hermosa
2	Arboreto
3	Álamos
4	Santa Amelia
5	San Cristobal
6	San José Pinula
7	Las Puertas san Lucas
8	Minuto Muxbal

B. ANÁLISIS DE ESTRUCTURA ORGÁNICA DE LA EMPRESA REAL

La estructura orgánica de una empresa de distribución eléctrica tiene pocas variantes, ya que por definición se trata de un monopolio natural y como tal está definido y regulado por la autoridad de aplicación, y en consecuencia sus límites de acción están acotados, y sus funciones básicas definidas y controladas.

6. Etapa E – Costos de Explotación

Sin embargo, a pesar de estas restricciones, existe un campo de diseño que admite distintos grados de eficiencia y la empresa modelo propone definir una estructura que teniendo en cuenta la geografía, densidad de demanda y restricciones de calidad de servicio, presente un funcionamiento optimizado.

Dependiendo del área de influencia de una empresa, la misma podrá localizarse en zonas claves del mismo y así extender su presencia a toda el área de influencia o concentrarse en un lugar geográfico y desde allí atender a sus clientes e instalaciones. La presencia en zonas alejadas puede tomar diversas formas que van desde unidades operativa y administrativamente autónomas hasta simples oficinas de contacto con los clientes, entre estos extremos se encuentran soluciones intermedias que responden a las necesidades específicas de cada negocio.

En este sentido, se puede definir la estructura real de EEGSA con una estructura centralizada. Las funciones de explotación, apoyo y staff residen en una locación geográfica común y responden jerárquicamente a referentes funcionales que residen en el mismo lugar.

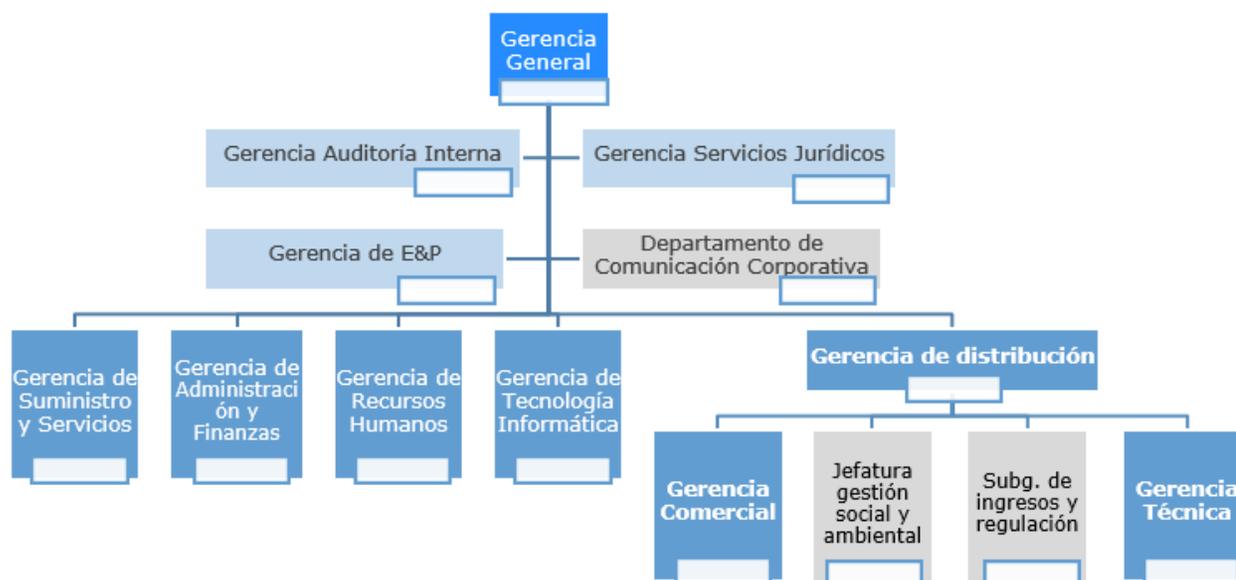
Acorde a las características de EEGSA, la estructura real utilizada se adapta a las características de las instalaciones, clientes, y territorio.

La siguiente ilustración presenta la estructura de EEGSA a diciembre 2021, compuesta por:

- Gerencia general
- Gerencias staff
 - Auditoría interna
 - Comunicación corporativa
 - Estrategia y planeación
 - Legales y asuntos corporativos
- Gerencias de apoyo
 - Suministros y servicios
 - Administración y finanzas
 - Recursos humanos (talento y desarrollo organizacional)
 - Tecnología informática
- Gerencias de distribución
 - Subgerencia de ingresos y regulación
 - Jefatura de gestión social y ambiental
 - Gerencia comercial

6. Etapa E – Costos de Explotación

- Gerencia de activos (o también llamada técnica)



La dotación real declarada por Resolución 50 al 31 de diciembre de 2021 es de 644 personas.

C. DETERMINACIÓN DE LA DOTACIÓN Y COSTOS DE LA MANO DE OBRA

La definición de los costos de mano de obra es un proceso top-down en el que a partir de la estructura orgánica se realiza el cálculo del número de empleados requeridos para realizar las funciones previstas en la misma.

El desarrollo de los costos reconoce como principal componente aquellos derivados de la mano de obra, tanto en relación de dependencia como suministrada por terceros. La composición de esta, en calidad y cantidad, depende fundamentalmente de la estructura orgánica seleccionada. Por ello a partir de dicha estructura se procede a establecer la mano de obra total requerida por la Empresa Modelo y, en función de la participación de contratistas, se determina el personal en relación de dependencia.

Para realizar el cálculo del plantel de personal se trabaja con los organigramas explosionados a nivel de operarios y empleados. La determinación se realiza aplicando ratios de mano de obra a las instalaciones de la distribuidora (expresados generalmente en horas hombre por año). El ratio permite determinar no solo la cantidad sino también la calidad, equipamiento y medio de transporte. Para las funciones administrativas se aplica un concepto similar basado en la cantidad de transacciones realizadas o en el número de clientes.

6. Etapa E – Costos de Explotación

El cálculo de la dotación es el último y más delicado paso en el esfuerzo por establecer el plantel ideal trasladable a tarifas. La organización modelo diseñada debe efectuar las mismas actividades y funciones que la empresa real, considerando los aspectos comerciales, técnicos y de apoyo como así también toda la infraestructura necesaria (terrenos, edificios, vehículos, equipamiento, etc.), de manera de lograr la validación final de los costos a transferir.

6.2.3 Valorización de los recursos considerados

Se utilizan como costos de los recursos los valores presentados en el estudio ETAPA B – Valores eficientes de referencia:

- Personal propio: se propone utilizar 10 niveles salariales, que representan adecuadamente las bandas de remuneraciones de una empresa con las características de EEGSA. Los valores serán los resultantes de encuestas de mercado. Archivo: Remuneraciones de Estructura Modelo EEGSA 2021V0223.xlsx, pestaña Costos Empresa.
- Servicios suministrados por terceros: considerando los valores de mano de obra y herramientas presentados en el informe de ETAPA B se realiza el cálculo de costos de mano de obra contratada. Archivo: 3.2.2 Mano de obra (Homologación de puestos operativos) V0223.xlsx, pestaña Puestos homologados operativos.
- Materiales de explotación: los costos globales de los materiales de explotación (repuestos, materiales menores y fungibles) para las distintas tareas de operación y mantenimiento serán los considerados por la comisión según la Resolución CNEE-255-2022. Se presenta archivo con la homologación realizada.

6.2.4 Procedimiento de cálculo generales para el modelo

A continuación, se listan los criterios generales que se indican en los TdR para los cálculos generales del modelo:

- Se adopta un horizonte de un año, considerando como el año 2021 como año base
- Los cálculos se presentan en dólares de diciembre 2021 (US\$), utilizando en caso de ser necesario una tasa de cambio de 7.71912 GTQ/US\$
- La estructura de la empresa eficiente debe partir de la estructura actual de la Distribuidora, para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia
- Los insumos deben ser sustentado en base a los costos reales de la Distribuidora en los últimos 5 años

6. Etapa E – Costos de Explotación

- Solo se consideran actividades vinculadas con la operación y mantenimiento de las instalaciones. Es importante aclarar que NO se consideran actividades de reposición de activos por el fin de su vida útil
- La cantidad de actividades comerciales y de operación y mantenimiento a considerar se corresponden con lo presentado según la resolución CNEE-50-2011

6.3 COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se desarrolla en esta sección los costos directos de operación y mantenimiento.

6.3.1 Marco de referencia acorde a los TDR

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

En el punto 6.3.2 Componentes, los TdR indican que los costos directos de operación y mantenimiento deberán incluir el costo de materiales (de acuerdo a lo definido en la etapa B), mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las siguientes labores en la red optimizada del Distribuidor:

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

6. Etapa E – Costos de Explotación

6.3.2 Procedimiento de cálculo

El punto de partida para la determinación de los costos de Operación y Mantenimiento de la empresa modelo, es el análisis de las actividades básicas de operación y mantenimiento requeridas para mantener en un adecuado estado de funcionamiento a los distintos tipos de instalaciones eléctricas.

Las instalaciones consideradas fueron:

- Redes de MT (lmt)
- Equipos de maniobra y protección MT (empmt)
- Subestaciones de Distribución (SED) MT/BT (sed)
- Equipos de maniobra y protección BT (empbt)
- Redes de BT (lbt)
- Acometidas y equipos de medición (aym)
- Alumbrado público (ap)

Para cada una de estas instalaciones, se identificaron y definieron las actividades de operación y de mantenimiento (tanto preventivo como correctivo), necesarias de ejecutar para mantener las instalaciones en servicio con el nivel de calidad adecuado a la normativa vigente.

Posteriormente se determinaron los promedios anuales de mantenimiento preventivo y revisiones para cada instalación. Para ello se procesó la información presentada por EEGSA en la resolución 50. Para el caso del alumbrado público sólo se considera las actividades vinculadas al inventariado del parque de luminarias y actividades para el control del apagado de las mismas.

Dichos promedios anuales de número de intervenciones de mantenimiento preventivo y revisiones se determinan para una cantidad estándar de instalaciones, por ejemplo: 100 km para las redes, 100 unidades para las Subestaciones de Distribución (SED)/Equipos de maniobra y protección (EMPMT), 1000 Acometidas y Medidores y 1000 Luminarias AP. El criterio empleado es que las acciones sobre la red deben ser tales que permitan un correcto estado de conservación de las instalaciones, de modo tal que esta funcione con tasas de fallas óptimas, características de cada tipo de componente.

Los recursos directos determinados se asignan a la estructura orgánica previamente definida. La cantidad de acciones necesarias en estas condiciones permitirá dimensionar los recursos con que dotar a la empresa modelo.

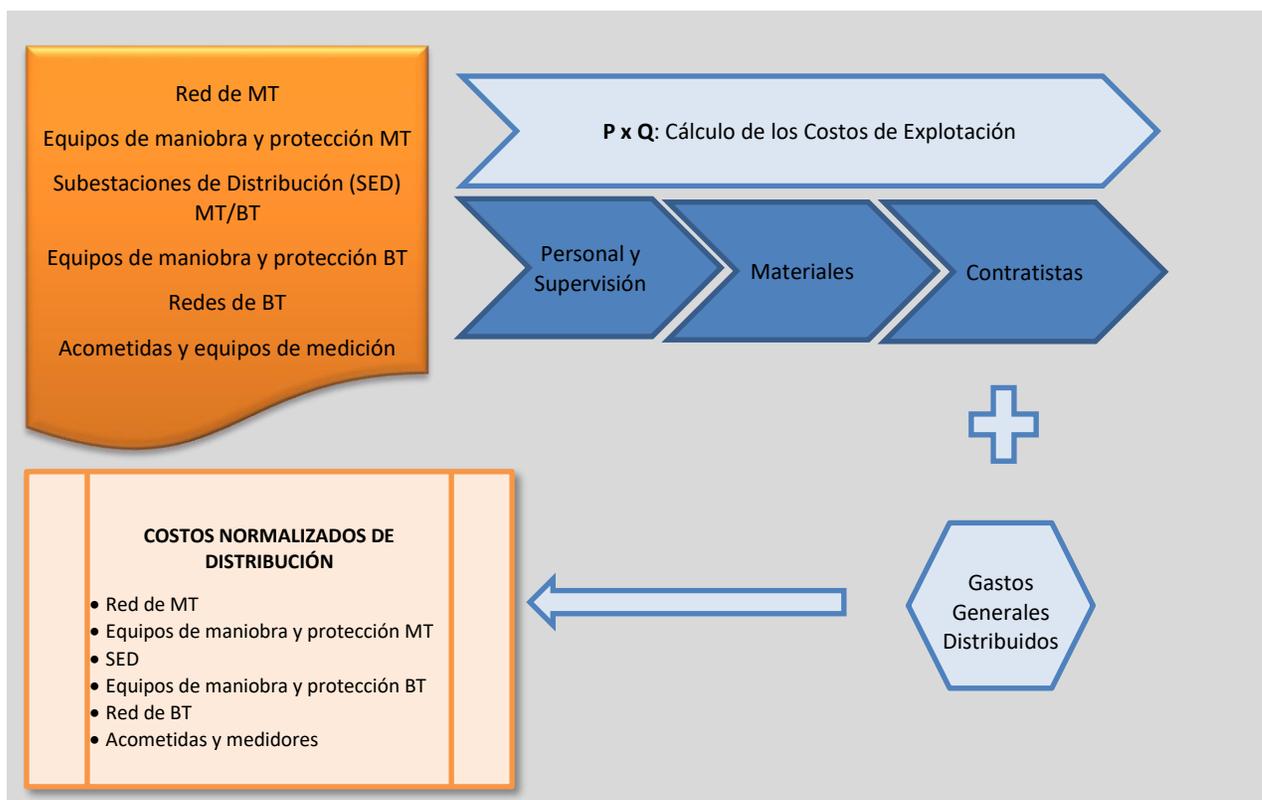
6. Etapa E – Costos de Explotación

La misma se concibe teniendo en cuenta la estructura actual de EEGSA, la distribución geográfica de clientes, las facilidades de comunicación y el grado de participación de contratistas; y dependiendo de esto será la agrupación de tareas en unidades funcionales que permitieran, en lo posible, la unidad de mando sobre los procesos o cadenas de valor agregado.

Los TdR establecen que “como punto de partida para establecer la empresa eficiente se utilizará la estructura actual de la Distribuidora” ...“para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia”. Para cumplimentar estos requerimientos por una parte se procedió a realizar el análisis detallado de la estructura orgánica de la Distribuidora, a los efectos de determinar si efectivamente era aplicable como base de la empresa eficiente, y por otra parte se establecieron los parámetros de la empresa eficiente. Con respecto del primer requerimiento, por comparación con las estructuras de otras empresas distribuidoras de la región, pudo establecerse que dada su similitud con las mismas la estructura de la empresa actual era plenamente utilizable. Con respecto al segundo requerimiento, los parámetros se establecieron confeccionando ratios de eficiencia a partir de las actividades informadas por la distribuidora según lo solicitado por la Resolución 50.

La siguiente ilustración muestra el esquema de la secuencia de cálculo para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento.

6. Etapa E – Costos de Explotación



A. FRECUENCIAS MEDIAS ANUALES DE INTERVENCIÓN

Las intervenciones consideradas para la operación y el mantenimiento se encuentran en una base de intervenciones que se presenta como archivo de sustento.

Estas frecuencias fueron determinadas por el procesamiento de la información presentada por EEGSA mediante la resolución 50, seleccionando los valores correspondientes al promedio del quinquenio y eliminando aquellas actividades que correspondan a la reposición de activos por cumplimiento de su vida útil ya que ese costo es reconocido a través del FRC.

La consideración del quinquenio es para tener en cuenta una estacionalidad ampliada, consistente al comportamiento de operación y mantenimiento asociado a grandes instalaciones, donde existen algunas actividades que no se realizan anualmente y otras que tienen grandes variaciones año a año. Resulta razonable la utilización de esta hipótesis para que la empresa modelo refleje las características reales de operación y funcionamiento. Adicionalmente los ratios resultantes por instalación serán comparados con otras empresas de referencia para analizar la eficiencia y validar los mismos.

Es importante aclarar que existen actividades de operación y mantenimiento que son relativamente nuevas, que aunque aparecen en Res-50, las frecuencias no son representativas de la frecuencia necesaria para el próximo

6. Etapa E – Costos de Explotación

quinquenio. Es por ello que se ajustaron levemente acorde a la experiencia de las áreas responsables.

La información recopilada fue analizada teniendo en consideración las unidades constructivas analizadas y las siguientes consideraciones.

- Dimensiones de la unidad constructiva.
- Características de las instalaciones.
- Recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
- Arquitectura de la red (topología).
- Características contaminantes de la región por cuestiones naturales o industriales.
- Tasas de falla recopilada por tipo de instalación.
- Normativa de calidad aplicable.

B. TIEMPOS DE INTERVENCIÓN

A cada intervención, dependiendo del tipo de tarea, se le asigna un tiempo que depende de la complejidad de la misma. Como en el caso anterior los tiempos son consecuencia de un relevamiento realizado en un grupo de distribuidoras de la región y expertos de EEGSA.

Las intervenciones y sus tiempos asociados se agruparon en tipos de intervención que se presentan a continuación.

- **Operación:** la intervención consiste en maniobrar la red en forma programada o en situaciones de emergencia. Estas maniobras serán de consignación de instalaciones para la realización de intervenciones sobre las instalaciones y de reposición del servicio luego de las intervenciones normales, o por aperturas intempestivas de los sistemas de protección, ya sea por roturas o accidentes entre tramos operables o por mal funcionamiento o descalibración de estos.
- **Mantenimiento Correctivo:** la intervención consiste en la reparación de fallas por envejecimiento, causas climáticas, cortocircuitos, o accidentes. Estas tareas son básicamente el mantenimiento correctivo de las instalaciones y corresponden a situaciones de emergencia de las redes de distribución. En este grupo también se inscriben a aquellas intervenciones que se realizan en BT basadas en un reclamo directo de los clientes por algún desperfecto en el servicio.
- **Mantenimiento Preventivo:** la intervención consiste en el conjunto de actividades periódicas de acondicionamiento de las instalaciones, surgidas de la planificación del mantenimiento y que corresponden a las tareas de mantenimiento de carácter preventivo. En este conjunto se inscriben las

6. Etapa E – Costos de Explotación

revisiones periódicas de las instalaciones que realizan personal de O&M, incluida todas aquellas acciones correctivas que surjan de las revisiones y que estén al alcance de las cuadrillas que realizan estas tareas. Las acciones incluidas son las requeridas para asegurar la continuidad del servicio y prolongar la vida útil de las instalaciones.

El tiempo de ejecución asignado a cada intervención es el tiempo total desde que se consigna la instalación hasta que se repone el servicio. Durante ese periodo trabaja un grupo de gente que en este informe se identifica con el nombre de cuadrilla y a cada uno de sus integrantes se le debe asignar el tiempo total de intervención pues mientras transcurre la misma la persona está dedicada solo a esa asignación. La sumatoria de los tiempos de todos los integrantes de la cuadrilla da el total de horas hombre año requerido por la intervención.

En la siguiente tabla se presentan, a modo de ejemplo ilustrativo, un grupo de intervenciones de mantenimiento correctivo de Líneas de Media Tensión.

Correctivo LMT				
Atributos de la Intervención				
Código	Tarea	Cuadrilla Tipo	Intervenciones por año	Horas Cuadrilla por Interv.
corr1	aplomado de poste	C4	2.1	1.4
corr2	limpieza de fosa de servicios auxiliares	C2	1.1	0.4
corr3	nivelación de curcero	C5	1.5	0.7

En el cuadro anterior puede verse como está conformada la base de datos de intervenciones donde cada intervención está identificada por un código y nombre. A la misma le corresponde una cuadrilla identificada por su código, un número de intervenciones por año y una cantidad de horas cuadrilla.

Conociendo la composición de la cuadrilla, la frecuencia y los tiempos de intervención se calculan las horas hombre año requeridas para realizar el Mantenimiento Correctivo de una unidad constructiva de MT, tal como se muestra, también a modo de ejemplo ilustrativo, en la tabla siguiente.

Correctivo LMT					horas hombre por año cada 100Km						
Código	Tarea	Cuadrilla Tipo	Intervenciones por año	Horas Cuadrilla por Interv.	Jefe de Cuadrilla	Liniero 1	Liniero 2	Liniero 3	Aprendiz	Operador de poda	Piloto
corr1	aplomado de poste	C4	2.1	1.4	3.7	3.7	3.7	7.4	0.4	0.0	0.0
corr2	limpieza de fosa de servicios auxiliares	C2	1.1	0.4	0.0	0.0	0.8	0.8	0.0	0.0	0.0
corr3	nivelación de curcero	C5	1.5	0.7	1.5	1.5	1.5	1.5	0.2	0.0	0.0

La sumatoria de estas horas da el total de recursos humanos requeridos por la unidad constructiva para realizar el mantenimiento correctivo durante un año en 100 km de línea de MT.

6. Etapa E – Costos de Explotación

C. TERCERIZACIÓN

El modelo permite que la contratación de terceros se pueda realizar por tipo de instalación y se permite distintos niveles, es decir que se puede tercerizar la totalidad de las actividades (100%), parcialmente (~50%) o nulo (0%) y el modelo podrá valorizar las distintas opciones.

Se debe tener en cuenta que las horas hombre por instalación se valorizaran considerando mano de obra propia o contratista, según el valor de participación de contratista asignado.

D. MATERIALES

Para cada intervención incluida entre las actividades a realizar se debe asociar una cantidad de material para llevar a cabo la misma.

Se muestra a continuación un ejemplo ilustrativo de los datos de costos de materiales contenidos en la Base de Datos.

Correctivo LMT			Materiales por año cada 100Km	
Atributos de la Intervención				
Código	Tarea	Cuadrilla Tipo	Total Materiales [US\$]	[US\$] por Intervención
corr5	reemplazo de banco de capacitores	C5	1,298.27	6,495.89
corr6	reemplazo de brace	C3	98.77	18.36
corr7	reemplazo de conductor	C4	524.36	56.96
corr8	reemplazo de crucero	C5	299.02	100.78
corr9	reemplazo de empalme	C5	551.84	44.65

En primer medida se debe indicar que el precio de los materiales considerados fue homologado con resolución CNEE-255-2022.

Los consumos promedio requeridos por cada tipo de intervención fueron calculados analizando las órdenes de material extraída del sistema de planificación de recursos.

E. DETERMINACIÓN DE LOS TIEMPOS DE TRASLADO PARA LAS ACTIVIDADES EN EL TERRENO

Los tiempos de traslado son un ítem significativo en el cálculo de las horas hombres requeridas para la operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución. Contrariamente a lo que sucede con este último el tiempo de traslado no es relativamente uniforme y debe ser estimado para cada instalación en particular considerando sus particularidades geográficas y restricciones de comunicación.

6. Etapa E – Costos de Explotación

Se diferencia las siguientes distancias para modelar los traslados de las cuadrillas:

- Distancia inicial (D_i): distancia recorrida entre la localización de la base técnica y la localización de la primera tarea.
- Distancia entre prestaciones (dp_j): distancia entre la ubicación de la primera intervención y la próxima.
- Distancia final (D_f): distancia recorrida entre la ubicación de la última intervención visitada en la jornada y la base de atención técnica.

De esta manera, la distancia total recorrida por una brigada en un día determinado resulta:

$$D_t = D_i + \sum_{i=1}^{n-1} dp_i + D_f$$

Donde n representa la cantidad de intervenciones realizadas en un día dependiendo del tiempo de intervención de cada tarea.

Estas distancias se aproximaron con las ubicaciones geográfica de las SED. Teniendo en cuenta las áreas de AUD y RDR se establecieron baricentros geométricos y se calculó la distancia media a cada uno de los centros de distribución MT/BT. Posteriormente, se obtuvo una única distancia media ponderado la cantidad de SED por zona.

Para determinar las distancias recorridas para la distancia inicial y final se utilizó la siguiente ecuación:

$$(D_i + D_f) = \text{Distancia media} \times 2 \times Fr \times Fd$$

Dónde:

2= Es para tener en cuenta el recorrido hasta la primer intervención, más el regreso de la última

Fr= Factor de restricción que considera que el recorrido no es una trayectoria lineal (debería ser un factor mayor que 1)

Fd= Factor de distancia que considera que algunas de las tareas llegan a la SED, pero otras se quedan en posiciones intermedias (debería ser un factor menor que 1)

Para el caso de la distancia entre intervenciones se debe considerar una distancia para las actividades de operación y correctivas, donde suele suceder que es difícil optimizar recorridos y otra para las actividades preventivas que se corresponde a tareas programadas y las distancias deberían ser menores.

6. Etapa E – Costos de Explotación

De esta manera se considera un cuarto de (Di + Df) para actividades de operación y correctivo y un décimo para actividades de mantenimiento preventivo.

F. TIPO DE CUADRILLA, EQUIPOS Y VEHÍCULOS

Se han concebido un listado de cuadrillas básicas, a partir del supuesto que con las mismas se podrán abarcar cada una de las tareas contempladas en el desarrollo de la base de datos de O&M. Las mismas fueron presentadas en el informe de etapa B, archivo de sustento: Mano de obra (Costo HH - MO+Herramientas y EPP)V0223.xlsx.

Las cuadrillas están conformadas por un número variable de operarios y tanto su número de integrantes como el equipamiento y vehículos asignados son adecuados para un tipo específico de intervención.

Los vehículos que utilizan las cuadrillas dependerán de la tarea que se deba ejecutar, en general se trata de vehículos livianos como camionetas o vehículos pesados como grúas. Además, las cuadrillas podrán estar conformadas por un conjunto de estos vehículos conforme a la definición de la tarea y sus alcances.

Las cuadrillas se ajustan por un factor de dedicación por puesto. El mismo se utiliza para reflejar que en algunos casos la persona no se encuentra siempre en la realización de la tarea, sino que participa de algunas tareas puntuales o es una persona que se encuentra en varias tareas simultáneas. Es importante aclarar que en ningún caso podría resultar una cuadrilla con una cantidad de personal inferior a una persona.

6.3.3 Resultados

A continuación, se incluye una tabla con el resumen del total de costos directos de operación y mantenimiento a incluir en el VAD, asignados en las distintas instalaciones operadas y mantenidas y abiertos en, costos de personal, materiales de explotación, costos de servicios contratados (SySE) y gastos generales que pudieron asignarse directamente al costo de explotación técnica.

Costos de Explotación Técnica trasladable a VAD						
Actividad		Personal	Materiales	SySE	Gastos	Total
LMT	[kUSD /año]	995	1,506	4,756	1,205	8,462
Equipos de maniobra y protección MT	[kUSD /año]	878	3,652	1,874	1,064	7,468
SED	[kUSD /año]	783	3,961	971	949	6,664
LBT	[kUSD /año]	606	665	3,152	735	5,157
Equipos de maniobra y protección BT	[kUSD /año]	0	0	0	0	0
AyM	[kUSD /año]	523	1,989	1,302	633	4,447
Total	[kUSD /año]	3,785	11,773	12,053	4,586	32,198

6. Etapa E – Costos de Explotación

Los costos para la operación y el mantenimiento de equipos de maniobra y protección en BT resulta nula ya que se considera que este tipo de actividades se encuentran entre las actividades correspondientes a la línea de BT.

6.4 COSTOS DIRECTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Se desarrolla en esta sección los costos directos de comercialización.

6.4.1 Marco de referencia acorde a los TDR

Las actividades de Comercialización tienen un marco de referencia constituido por las mejores prácticas y 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 los establecido en las NSTD, en ese sentido deberá:

- a) Informar al usuario en su relación con el Distribuidor y la presentación 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 mejora para la prestación del servicio al usuario
 - V. Información que la CNEE requiere 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 técnicos-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 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 de líneas (páginas 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.

6. Etapa E – Costos de Explotación

- e) Emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales. En las facturas se deberá incluir en el reverso la información importante que la CNEE requiera.

En el punto 6.4.2 Componentes, los TdR indican que los costos directos de comercialización deberán incluir el costo de materiales (de acuerdo a lo definido en la etapa B), mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las siguientes labores:

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

6.4.2 Procedimiento de cálculo

Las principales actividades de gestión comercial, siguiendo las etapas típicas del ciclo comercial son las siguientes:

- Atención de usuarios
- Contratación de nuevos suministros
- Lectura de medidores
- Facturación
- Reparto facturas
- Cobranza o recaudación
- Gestión de la morosidad
- Control de las pérdidas comerciales o no técnicas

Una vez identificadas las distintas actividades comerciales, se determinaron la cantidad de acciones comerciales anuales requeridas para el funcionamiento de la empresa modelo de acuerdo a diferentes criterios según el tipo de actividad considerada, de acuerdo a lo que se señala a continuación:

- Facturación (lectura de medidores, facturación y reparto de facturas y cobranza): en función del número de usuarios servidos y la frecuencia de facturación establecida en la reglamentación vigente

6. Etapa E – Costos de Explotación

- Atención a usuarios en oficinas y call center: de acuerdo con la cantidad de usuarios atendidos y a las estadísticas de consultas y llamadas telefónicas registradas en el mercado atendido
- Gestión de saldos morosos: en función del número de facturas emitidas y del comportamiento histórico de pago de los usuarios, considerando las distintas etapas de la gestión de cobranza (intimaciones, suspensiones, rehabilitaciones, etc.)
- Control de pérdidas comerciales (recuperación de energía): a partir del análisis de las pérdidas comerciales y las experiencias sobre el comportamiento de los consumidores

Las cantidades de acciones comerciales establecidas para la fecha de cálculo de los costos de explotación se determinaron a partir del comportamiento histórico del mercado, tomando en cuenta los clientes existentes y la información promedio del quinquenio presentada en la resolución 50. Como se mencionó en el capítulo previo, esta hipótesis es para tener en cuenta una estacionalidad ampliada, consistente al comportamiento de este tipo de actividad.

Al igual que para la determinación de la frecuencia de actividades sobre instalaciones, existen actividades comerciales que son relativamente nuevas, que aunque aparecen en Res-50, las frecuencias no son representativas de la frecuencia necesaria para el próximo quinquenio. Es por ello que se realizó un ajuste acorde a la experiencia de las áreas responsables para tener en cuenta esas particularidades.

Los recursos directos determinados, al igual que los costos de operación y mantenimiento, se asignan a la estructura orgánica previamente definida. La misma se concibe teniendo en cuenta la estructura actual de EEGSA, la distribución geográfica de clientes, las facilidades de comunicación y el grado de participación de contratistas; y dependiendo de esto será la agrupación de tareas en unidades funcionales que permitieran, en lo posible, la unidad de mando sobre los procesos o cadenas de valor agregado.

Al igual que el área de explotación técnica, se procedió a realizar el análisis detallado de la estructura orgánica y no se realizan ajustes a la estructura real.

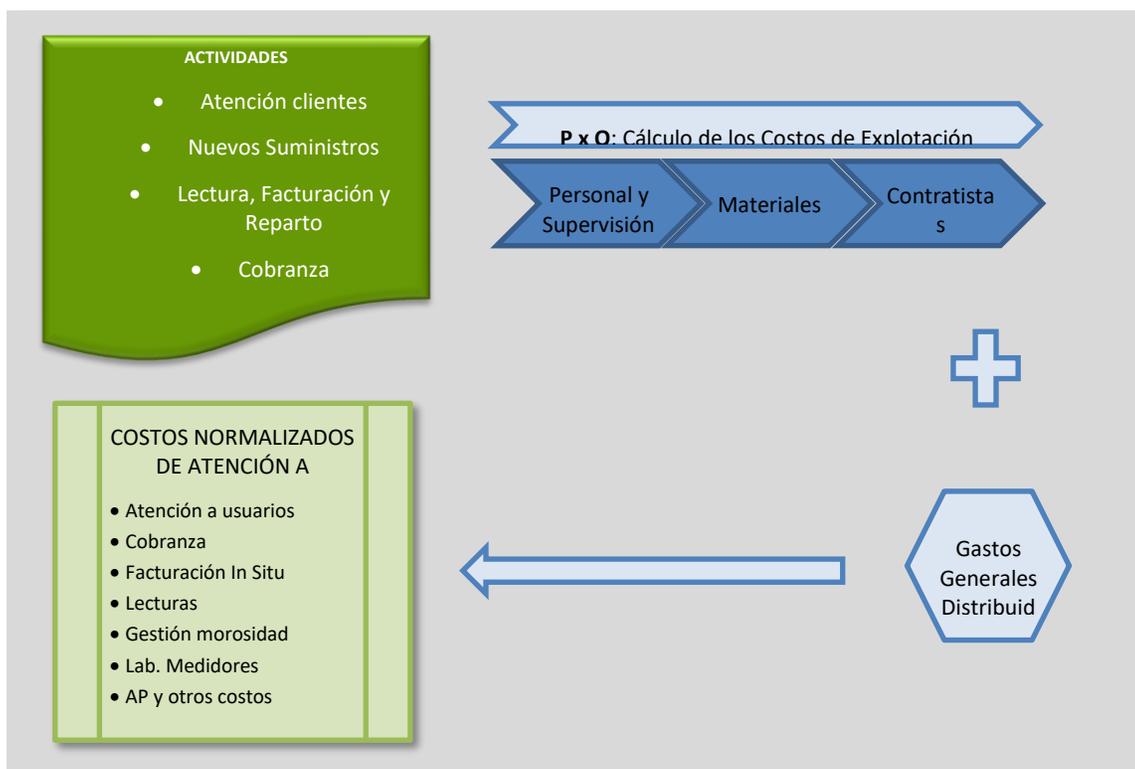
Para el caso de las áreas con actividades de planificación y soporte (calidad de servicio comercial, compras de energía y tarifas, atención de grandes clientes, etc.) se consideran diferentes cost-driver como por ejemplo la cantidad total de clientes, el número de reclamos anuales, y otros, que pudieron relacionarse con el volumen de tareas en este tipo de actividades.

Los clientes son los totales a diciembre 2021 y se reparten por oficina comercial con referencia a las visitas registradas en el año.

6. Etapa E – Costos de Explotación

Con los criterios mencionados se diseña la dotación y el organigrama de las áreas comerciales.

La siguiente ilustración muestra el esquema de la secuencia de cálculo para el cálculo de los costos comerciales.



6.4.3 Resultados

A continuación, se incluye una tabla con el resumen del total de costos directos de explotación comercial a incluir en el VAD, discriminados en las distintas instalaciones operadas y mantenidas y abiertos en, costos de personal, materiales de explotación, costos de servicios contratados (SySE) y gastos generales que pudieron asignarse directamente al costo de explotación comercial.

6. Etapa E – Costos de Explotación

Costos de Explotación Comercial trasladable a VAD						
Actividad	Personal	Materiales	SySE	Gastos	Total	
Atención de usuarios [kUSD /año]	1,857	1	2,015	745	4,619	
Cobranza [kUSD /año]	83	1	1,971	726	2,781	
Tarifas, contratos y mercado [kUSD /año]	557	0	0	138	696	
Facturación In Situ [kUSD /año]	397	11	3,250	916	4,574	
Lectura, facturación regular y reparto [kUSD /año]	220	4	1,009	297	1,531	
Gestión de morosidad [kUSD /año]	804	76	582	468	1,930	
Laboratorio de medidores [kUSD /año]	394	2	0	108	503	
Alumbrado público [kUSD /año]	157	38	75	20	291	
Otros costos [kUSD /año]	2,049	71	506	537	3,163	
Total [kUSD /año]	6,519	206	9,409	3,955	20,088	

6.5 COSTOS INDIRECTOS

Se desarrolla en esta sección los costos indirectos.

6.5.1 Marco de referencia acorde a los TDR

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

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

- a) Dirección, Estrategia y Control:
 - I. Dirección
 - II. Gerencia General
 - III. Auditoría Interna y Externa
 - IV. Asesoría Legal
 - V. Relaciones Institucionales
- b) Administración y Finanzas
 - I. Administración
 - II. Finanzas
 - III. Contabilidad
 - IV. Control y Gestión
 - V. Compras
 - VI. Procedimientos y Control
 - VII. Sistema Informático
- c) Planificación e Ingeniería
 - I. Planificación de inversiones, con proyectos a cargo de terceros
 - II. Control de calidad de las inversiones, con inspección a cargo de terceros

6. Etapa E – Costos de Explotación

- d) Distribución a cargo del planeamiento, supervisión y control de la operación y mantenimiento de las redes
- e) Comercial, a cargo de la supervisión y control de la atención a usuarios y de las pérdidas no técnicas
- f) Oficinas Regionales, a cargo de las funciones de operación y mantenimiento y comerciales en su área de influencia
- g) Sanciones por incumplimiento de la Calidad del Servicio Técnico (sólo por interrupciones)
- h) Otros componentes debidamente justificados para el dimensionamiento de la estructura empresarial

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

Además, se deberán considerar los siguientes temas con sus respectivos criterios:

- a) Incobrables: Se entenderá por este concepto aquellas diferencias que no han podido ser recuperadas luego del corte de suministro y la liquidación de la deuda y la garantía del usuario, y que considera que los costos de gestión de cobro superan la recuperación, por lo cual, representa costos ineficientes. El monto máximo anual por concepto total de incobrables que se reconocerá en atención a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, corresponde a 0.1% del total de la facturación del servicio eléctrico.
- b) 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. El Costo del Capital de Trabajo es entonces el costo financiero de contar con esos fondos, y por lo tanto, no corresponde incluirlos en los costos de explotación a contener en las tarifas base, en cumplimiento con el artículo 83 del RLGE.
- c) Sanciones razonables a reconocer: en principio la Distribuidora debe diseñar una red óptima que cumpla con todos los niveles de calidad, en este sentido no deberán reconocerse multas. Por otro lado, si la Distribuidora demuestra fehacientemente que técnicamente y económicamente es inviable alcanzar los niveles de calidad establecidos en las NTSD, deberán determinar con cálculos específicos los índices que no se podrán cumplir con los niveles requeridos y determinar la sanción correspondiente.

En cuanto a la asignación, los Costos Indirectos deberán expresarse globalmente para la Fecha de Referencia y discriminarse entre las divisiones funcionales de la estructura modelo. Cuando sea posible deberá asignarse a la

6. Etapa E – Costos de Explotación

red de MT o a la red de BT, según corresponda. Cuando esto no sea factible, la parte no asignable mediante el análisis de procesos deberá ser repartida en proporción a los respectivos Costos Directos de Operación y Mantenimiento y/o de Comercialización.

6.5.2 Procedimiento de cálculo

Si bien las actividades directas de la empresa distribuidora corresponden a la Si bien las actividades directas de la empresa distribuidora corresponden a la operación y mantenimiento de las instalaciones necesarias para prestar el servicio eléctrico y la atención comercial a los usuarios, la facturación y la cobranza del servicio prestado (actividades comerciales), para poder realizar las mismas se requieren actividades de administración y apoyo que permiten que la empresa cumpla con los requerimientos financieros, legales y de resguardo para operar con continuidad en el marco jurídico impuesto por la normativa legal del país.

Estos procesos que posibilitan las actividades principales interactuando con ellas, pero sin formar parte de las mismas, generan los Costos Indirectos de la Empresa Modelo.

A. *DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL DE LAS ÁREAS DE APOYO*

Los TdR establecen que “cómo punto de partida para establecer la empresa eficiente se utilizará la estructura actual de la Distribuidora” ... “para luego establecer los parámetros de la empresa eficiente de referencia”. Para cumplimentar estos requerimientos por una parte se procedió a realizar el análisis detallado de la estructura orgánica de la Distribuidora.

Del análisis realizado por comparación con las estructuras de otras empresas de la región, pudo establecerse que la estructura de la empresa actual era utilizable ya que seguía los lineamientos típicos, observados en de otras empresas de la región. Sin embargo, y siguiendo lo indicado en los TdR, se realizó un ajuste a los efectos de hacerla más eficiente y considerar de esta manera los costos y persona asociado con la administración de empresas asociadas y/o subsidiarias no reguladas de la empresa de distribución, para de esta manera asegurar que no se traslada a los costos del servicio de distribución eléctrica actividades NO reguladas.

El ajuste mencionado previamente se realizó con un porcentaje determinado por área de apoyo que proviene de los datos de gestión de la empresa.

La siguiente tabla presenta el porcentaje del costo y recurso compartido de personal de la distribuidora con otros servicios.

6. Etapa E – Costos de Explotación

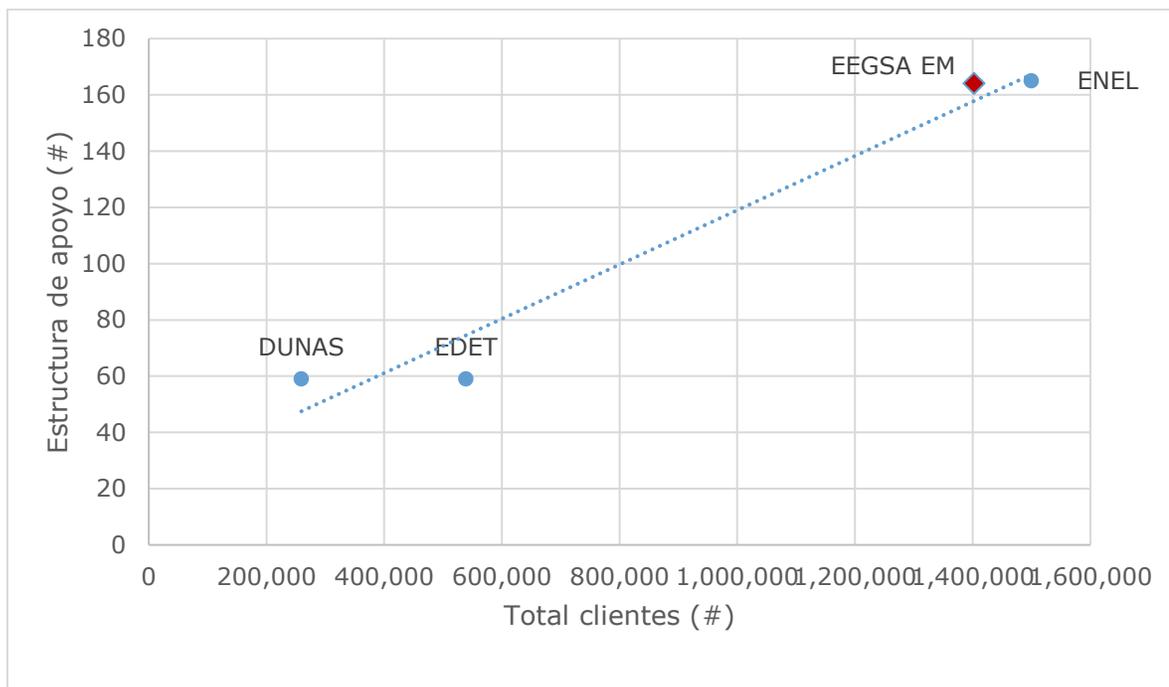
Gerencia	% dedicación a EEGSA distribución
Gerencia General	90.0%
Gerencia auditoría interna	79.1%
Subgerencia de Comunicación y Relaciones	70.0%
Gerencia de asuntos legales y secretaría general	70.6%
Gerencia de estrategia y planeación	70.0%
Gerencia de distribución - Operaciones	100.0%
Gerencia de Administración y Finanzas	48.4%
Gerencia de Recursos Humanos	74.6%
Gerencia de Tecnología Informática	83.9%
Gerencia de Suministros y Servicios	67.2%
PROMEDIO Resultante de dedicación a Empresa modelo	70.0%

Este ajuste se traduce en una reducción del 30% de la estructura de apoyo real de la empresa. Es decir que la dotación eficiente propuesta por la empresa modelo resulta 71 personas inferior a la de la empresa real informada regularmente a través de resolución 50.

Seguidamente, se realizó una comparación exclusivamente del área de apoyo resultante de la empresa modelo con otras empresas modelos utilizadas en fijaciones tarifarias de la región, con el objetivo de validar la dotación propuesta y confirmar la eficiencia.

Empresa modelo	# clientes	# empleados	Dotación Apoyo EM	Dot Empresa Modelo
ENEL	1,500	682	165	24%
DUNAS	25	248	59	24%
EDET	539	139	59	42%
EEGSA	1,402	558	164	29%

6. Etapa E – Costos de Explotación



La comparación realizada valida que el ajuste es razonable y la empresa modelo presenta una dotación total comparable con otras empresas de la región.

B. DETERMINACIÓN DE LOS GASTOS GENERALES

Los gastos generales asignados al área de apoyo de la empresa tienen la misma clasificación que los gastos generales de la gerencia técnica y comercial.

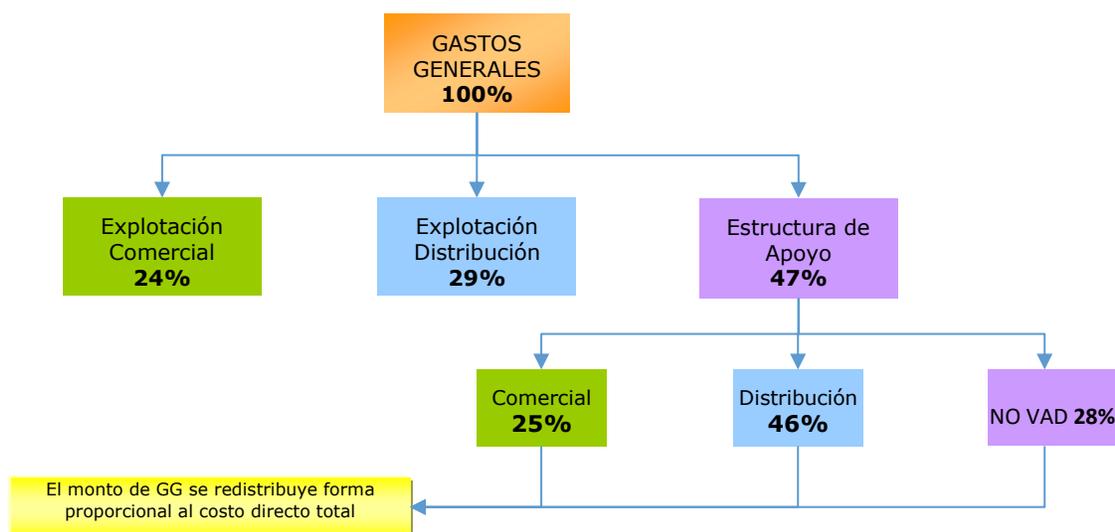
6.5.3 Redistribución de los gastos generales aplicables a la explotación

Los gastos determinados mediante la metodología presentada distinguen tres rubros de asignación:

- Gastos Generales de actividades de Apoyo
- Gastos Generales de actividades de Explotación Técnica
- Gastos Generales de actividades de Explotación Comercial

Los valores recopilados para la empresa de referencia se encuentran discriminados en las actividades anteriores y el monto asignable a cada uno de ellos es identificable facilitando la determinación del porcentaje de redistribución.

6. Etapa E – Costos de Explotación



Los valores determinados para cada una de las actividades de explotación se identifican con las mismas y por consiguiente son asignables directamente, pero aquellos correspondientes a las actividades de Apoyo deben ser reasignados a las de Explotación.

Para realizar esta reasignación se asumió que este tipo de gastos eran proporcionales a los costos totales (personal, materiales y servicios), y consecuentemente se los redistribuyó en esa proporción por las actividades de explotación (comercial y distribución) y las empresas controladas por la Gerencia General pero cuyo costo no participa en la determinación del VAD.

Cabe remarcar que el VAD se determina excluyendo las empresas controladas y por consiguiente del mismo también se excluye el tiempo y la parte proporcional de costos que las mismas le insumen a la Gerencia General.

A. INCOBRABLES

La incobrabilidad es un concepto ampliamente reconocido como un costo inherente al ejercicio de cualquier actividad comercial.

Se analizó la realidad de EEGSA y el registro real de cuentas dadas de baja por incobrabilidad para el periodo 2021, fue de Q. 15,158,203 a su vez se tiene una recuperación de cuentas incobrables de Q 2,410,469. De esta manera se saca la relación de incobrabilidad igual al 0.27% del total de ingresos.

6. Etapa E – Costos de Explotación

Total Facturación Servicio Eléctrico	[kUSD/año]	616,504
Total Recuperación Incobrables	[kUSD/año]	312

Cuentas incobrables a diciembre 2021	[kUSD/año]	1,964	0.268%
---	------------	--------------	---------------

Por otro lado, los TdR indican que el máximo valor a incluir en los costos de explotación es el 0,1% de la facturación del servicio eléctrico. De esta manera los costos a incluir se presentan en la siguiente tabla.

Total Facturación Servicio Eléctrico	[kUSD/año]	616,504
Total Recuperación Incobrables	[kUSD/año]	312

Reconocimiento de cuentas incobrables TDR's	[kUSD/año]	617	0.10%
--	------------	------------	--------------

B. COSTO FINANCIERO DE MANTENIMIENTO DE LA GARANTÍA

Se ha determinado el costo financiero de las garantías efectivamente devueltas a los usuarios, considerando los valores reales promedios registrados durante el período 2017 a 2021 de las garantías devueltas y del spread entre las tasas activas y pasiva del período, según se muestra en la tabla siguiente.

Año	Depósitos Consumidores [Q]	Total Intereses pagados [Q] (a)	Tasas promedio anuales	Peso del "spread" sobre la tasa activa (b)	Intereses equivalentes pagados [Q] (c) = (a) x (b)	Costo efectivo de la Distribuidora [Q]
2017	227,735,410	1,419,492	Activa (Banguat)	13.00%	100.00%	1,419,492
			Pasiva (Banguat)	5.28%	40.62%	576,532
			Spread	7.72%	59.38%	842,960
2018	234,885,095	1,921,873	Activa (Banguat)	12.72%	100.00%	1,921,873
			Pasiva (Banguat)	5.05%	39.70%	763,008
			Spread	7.67%	60.30%	1,158,865
2019	242,415,804	1,808,637	Activa (Banguat)	12.64%	100.00%	1,808,637
			Pasiva (Banguat)	4.91%	38.84%	702,564
			Spread	7.73%	61.16%	1,106,073
2020	248,400,452	1,371,523	Activa (Banguat)	12.33%	100.00%	1,371,523
			Pasiva (Banguat)	4.35%	35.28%	483,871
			Spread	7.98%	64.72%	887,653
2021	254,797,850	2,243,698	Activa (Banguat)	11.92%	100.00%	2,243,698
			Pasiva (Banguat)	3.99%	33.47%	751,036
			Spread	7.93%	66.53%	1,492,661
Costo total período 2017-2021 [Q]						5,488,212
Costo promedio período 2017-2021 [Q/año]						1,097,642
Costo total período 2017-2021 [USD]						710,989
Costo promedio período 2017-2021 [USD/año]						142,198

6. Etapa E – Costos de Explotación

6.5.4 Resultados

Los costos de las actividades de administración y apoyo están compuestos de costos de personal y los gastos generales correspondientes a cada actividad. Los gastos generales se asignaron a las distintas actividades en forma proporcional al costo total correspondiente.

A diferencia del criterio empleado para los costos de explotación técnica y comercial, tanto las personas que efectúan actividades administrativas o de apoyo, así como el personal de supervisión, dirección y control involucrado se consideraron como indirectos.

A continuación, se incluye una tabla con el resumen del total de costos de las actividades de apoyo, discriminados en las distintas instalaciones operadas y mantenidas y abiertos en, costos de personal, materiales de explotación, costos de servicios contratados (SySE) y gastos generales.

Costos de Actividades de Apoyo trasladables a VAD					
Actividad	Personal	Materiales	SySE	Gastos	Total
Gerencia General	419	7	0	316	742
Gerencia auditoría interna	393	6	0	296	695
Subgerencia de Comunicación y Relaciones	169	0	0	125	294
Gerencia de asuntos legales y secretaría ge	760	5	0	568	1,334
Gerencia de estrategia y planeación	821	5	0	613	1,439
Gerencia de distribución - Operaciones	491	15	0	376	883
Gerencia de Administración y Finanzas	984	4	0	734	1,722
Gerencia de Recursos Humanos	1,076	15	0	810	1,901
Gerencia de Tecnología Informática	1,444	16	0	1,084	2,545
Gerencia de Suministros y Servicios	1,474	46	0	1,128	2,647
Total	8,031	119	0	6,051	14,201

6.5.5 Asignación

Los gastos de apoyo y administración se distribuyen en función de su costo total. En esta distribución también intervienen las empresas asociadas que sean supervisadas por la Gerencia General de la distribuidora.

Para el caso de los costos de explotación técnica y comercial se excluyeron los gastos generales en la determinación del driver, a los efectos de evitar el loop que se produciría al calcular los primeros. Tal como indican los TdR el cálculo considera a las empresas asociadas de manera que se vea reflejado la disminución en el monto de los gastos de apoyo trasladables a las tarifas.

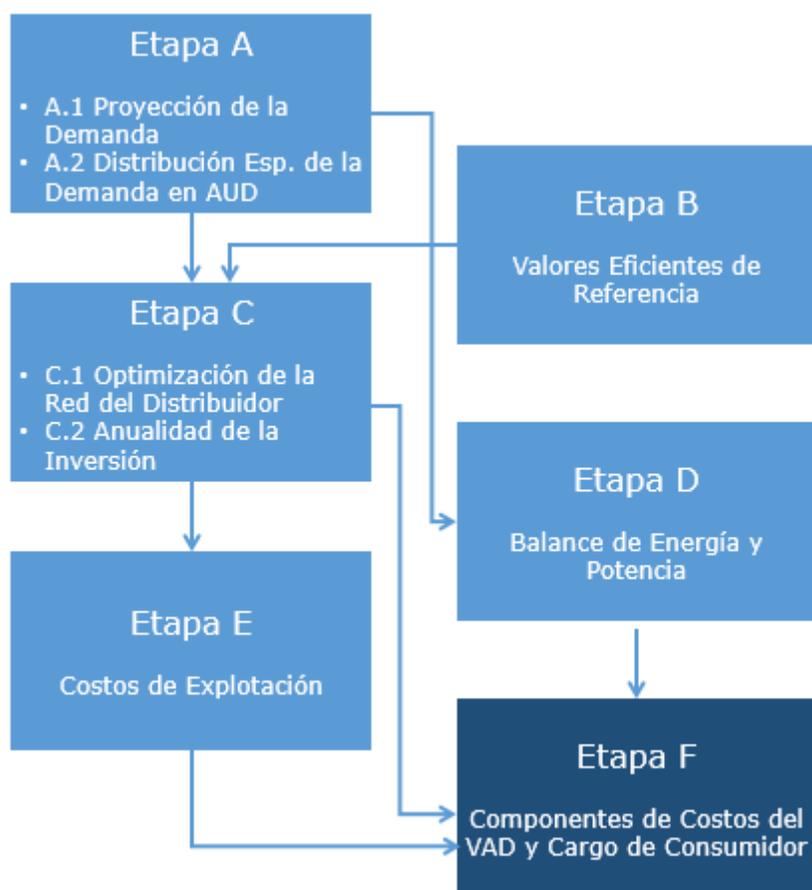
7. ETAPA F – COMPONENTES DEL COSTO DEL VAD

Este capítulo tiene como objeto presentar los resultados de la Etapa F “Componentes de costos del VAD y cargo de consumidor” para cada nivel de tensión.

En esta versión de la etapa G.1 aún se encuentran en análisis las observaciones a la Etapa F - EEGSA - Componentes de Costos del VAD (notificadas a EEGSA mediante el documento identificado como GTTE-NotaS2023-34 recibido el 30 de marzo de 2023), por lo que no ha podido incorporarse la absolución a las observaciones realizadas.

Para la determinación de los Costos de Distribución y los Costos Fijos, se consideraron las fórmulas expuestas por la Comisión Nacional de Energía en los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

Asimismo, para la determinación de los CCVAD y del CF se consideraron los resultados obtenidos en etapas previas de este estudio tarifario, a saber:



7. Etapa F – Componentes del Costo del VAD

7.1 RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos de los Costos del VAD y del Cargo de Consumidor, se presentan a continuación:

	USD/kW-mes	Q/kW-mes
CDBT	13.34	102.99
CDMT	6.65	51.37

	USD/usu-mes	Q/usu-mes
CFBTS/SH	1.23	9.49
CFBTSA	1.45	11.22
CFBTD/DH	13.42	103.58
CFBTDA	16.53	127.58
CFMTD/DH	91.53	706.56
CFMTA	110.76	854.96

Los factores de pérdidas medias de distribución resultantes del balance de energía y potencia optimizado se presentan a continuación:

Factor de pérdidas medias de energía en BT	FPEBT	1.058952
Factor de pérdidas medias de energía en MT	FPEMT	1.011422
Factor de pérdidas medias de potencia en BT	FPPBT	1.064953
Factor de pérdidas medias de potencia en MT	FPPMT	1.014175

8. ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA

En este capítulo se establecen las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final que son atendidos por EEGSA S.A.

8.1 CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN TARIFARIA

8.1.1 Tarifa Social

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda de acuerdo a lo definido en la Ley general de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma una cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.
Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
3. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser remplazado por un servicio permanente. Para este servicio, La Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, La Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por La Distribuidora.
4. La acometida total y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, a menos que los mismos sean causados por La Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.

8. Estructura Tarifaria propuesta

5. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. El Distribuidor, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores a los anteriormente establecidos.
6. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, La Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora. La tasa de interés será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola como el promedio de la tasa de interés activa publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio podrá ejecutarla La Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones, previa notificación, y hayan transcurridos los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de La Distribuidora, ó (m) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, La Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.
7. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
8. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual La Distribuidora no deberá exigir fiador.
9. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales o en los lugares señalados por La Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
10. La factura deberá incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica, asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la

8. Estructura Tarifaria propuesta

tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre el Distribuidor y las Municipalidades.

11. Definiciones de los Cargos, según el artículo 89 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

Cargo por Consumidor (CF): es el cargo mensual asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por nivel de tensión y por tipo de usuario.

Cargo por Energía (CE): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario.

8.1.2 Tarifa No Social

1. Se reconoce como Usuario conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.
Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
2. Todos los Usuarios del servicio de Distribución Final deberán encuadrarse en una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario.
3. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican únicamente en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (kW.); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de Potencia es mayor de 11 kilovatios (kW.); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario. Conforme al artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Gran Usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para poder pactar libremente el precio y las condiciones de suministro a que se refiere el artículo 59 literal c) de la Ley General de Electricidad, se deberá contar previamente con la calidad de Gran Usuario conforme al procedimiento establecido en la legislación vigente. Los usuarios que tengan una demanda mayor al límite establecido y que no cuenten con la categoría de Gran Usuario, están contenidos dentro de la categoría b).
4. Para los Usuarios de la categoría a), que no estén afectos a la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, La Distribuidora les aplicará la tarifa Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple para Autoproductores (BTSA) y Pre-Pago .

8. Estructura Tarifaria propuesta

5. Los Usuarios de la categoría b) podrán elegir libremente su propia tarifa dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente pliego tarifario indicadas a continuación: Baja Tensión con Demanda Horaria (BTDH), Baja Tensión con Demanda para Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda Horaria (MTDH) y Media Tensión con Demanda para Autoprodutores (MTDA).
6. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica, La Distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario, con base a sus características de consumo.
7. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario.
8. La Distribuidora aplicará la potencia contratada que haya convenido anteriormente con el Usuario, quien podrá solicitar su actualización a partir de dicha declaración. A requerimiento del Usuario, La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica, hasta los últimos veinticuatro meses.

Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, éste no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá actualizar nuevamente su demanda, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses. El exceso de potencia utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSD-.

9. Las bandas horarias correspondientes a los períodos de máxima (punta), media (intermedia) y mínima (valle) son las definidas en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista o las que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
10. La opción tarifaria acordada, regirá por un período mínimo de seis meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente. Excepcionalmente, previo al cumplimiento del plazo de los seis meses establecido, podrá realizarse una reclasificación de la tarifa, en los siguientes casos: a) Cuando el Usuario considere que la tarifa que le aplica La Distribuidora no es la adecuada, debiendo para el caso presentar una solicitud bajo Juramento; y b) Cuando La Distribuidora detecte el cambio de las características en el consumo del Usuario, lo cual deberá demostrar en forma fehaciente informándole Usuario previamente.
11. La Distribuidora deberá instalar los equipos de medición adecuados a la tarifa aplicada a los Usuarios y al nivel de tensión al cual estén conectados, especialmente para el caso de los Usuarios con tarifa en media tensión.

8. Estructura Tarifaria propuesta

12. Cuando la Distribuidora determine que un Usuario de los grupos tarifarios b) y c) tiene un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la NTSD, la Distribuidora tendrá derecho a penalizar con un recargo equivalente al tres por ciento (3%) del valor facturado de los cargos de distribución, sin IVA, de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor está por debajo del límite establecido en la NTSD. Dicha penalización podrá ser aplicada hasta que el usuario corrija su situación; la distribuidora hará de conocimiento del usuario dicha situación en cada factura, instándolo a corregir el factor de potencia. Para este caso, se entenderá por cargos por distribución, para los usuarios del grupo b) como el Cargo por Potencia Contratada (CPC) y para los usuarios del grupo c) como el Cargo por Potencia Máxima (CPMax), correspondiente a distribución. Esta penalización no podrá aplicarse sobre cualquier otro cargo tarifario.
13. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser remplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, etcétera. Para este servicio, La Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, La Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por La Distribuidora.
14. La acometida total y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por La Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
15. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. El Distribuidor, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión para efectuar la medición de los

8. Estructura Tarifaria propuesta

parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores a los anteriormente establecidos.

16. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, La Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora. La tasa de interés será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola como el promedio de la tasa de interés activa publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio podrá ejecutarla La Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurridos los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de La Distribuidora, ó (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, La Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.
17. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
18. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, La Distribuidora no deberá exigir fiador.
19. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales o en los lugares señalados por La Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
20. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica, asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre el Distribuidor y las Municipalidades.
21. Definiciones de los Cargos:

8. Estructura Tarifaria propuesta

Cargo por Consumidor (CF): es el cargo mensual asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por nivel de tensión y por tipo de usuario.

Cargo por Energía (CE): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario.

Cargo por Energía de Punta (CEP): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda.

Cargo por Energía Intermedia (CEI): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media.

Cargo por Energía de Valle (CEV): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima.

Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica adicional realizada en el período de valle.

Cargo por Potencia Máxima (CPMax): es el cargo aplicado al valor máximo de las potencias integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

Cargo por Potencia Contratada (CPC): es el cargo relacionado con la potencia que el usuario contrata con la distribuidora.

Para el caso de las tarifas de peaje los cargos por energía, por energía por período horario y por potencia máxima, representa el valor de las pérdidas de energía y potencia correspondientes al uso de la red de la distribuidora.

8.2 PLIEGO TARIFARIO PROPUESTO

A continuación, se expone el Pliego Tarifario calculado para EEGSA S.A.

Tarifas para usuarios en Baja Tensión

Cargo	Valor Q	Unidades	Valor USD	Unidades
Baja Tensión Simple (BTS)				
Cargo Unitario por Consumidor	9,49	Q/usuario-mes	1,23	USD/usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1,3776	Q/kWh	0,1785	USD/kWh
Tarifa Social (BTSS)				
Cargo Unitario por Consumidor	9,49	Q/usuario-mes	1,23	USD/usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1,3026	Q/kWh	0,1687	USD/kWh

8. Estructura Tarifaria propuesta

Cargo	Valor Q	Unidades	Valor USD	Unidades
Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)				
Cargo Unitario por Consumidor	9,49	Q/usuario-mes	1,23	USD/usuario-mes
Cargo por Energía en Punta	1,5021	Q/kWh	0,1946	USD/kWh
Cargo por Energía en Intermedia	1,3777	Q/kWh	0,1785	USD/kWh
Cargo por Energía en Valle	1,2560	Q/kWh	0,1627	USD/kWh
Cargo por Energía en Valle adicional	1,1922	Q/kWh	0,1545	USD/kWh
Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA)				
Cargo Unitario por Consumidor	11,22	Q/usuario-mes	1,45	USD/usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1,2295	Q/kWh	0,1593	USD/kWh
Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP)				
Cargo Unitario por Energía	1,4433	Q/kWh	0,187	USD/kWh
Alumbrado Público (AP)				
Cargo Unitario por Energía	0,9937	Q/kWh	0,129	USD/kWh
Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPP)				
Cargo Unitario por Energía	0,9937	Q/kWh	0,129	USD/kWh
Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC)				
Cargo Unitario por Energía	1,2651	Q/kWh	0,164	USD/kWh
Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)				
Cargo Unitario por Consumidor	103,58	Q/usuario-mes	13,42	USD/usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	1,0041	Q/kWh	0,1301	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0,9852	Q/kWh	0,1276	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0,9745	Q/kWh	0,1262	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle adicional	0,8014	Q/kWh	0,1038	USD/kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	43,11	Q/kW-mes	5,58	USD/kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	79,02	Q/kW-mes	10,24	USD/kW-mes
Baja Tensión Autoproductores (BTA)				
Cargo Unitario por Consumidor	127,58	Q/usuario-mes	16,53	USD/usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0,9863	Q/kWh	0,1278	USD/kWh
Cargo Unitario por Potencia Contratada	19,85	Q/kW-mes	2,57	USD/kW-mes

8. Estructura Tarifaria propuesta

Tarifas para usuarios en Media Tensión

Cargo	Valor Q	Unidades	Valor USD	Unidades
Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)				
Cargo Unitario por Consumidor	706,56	Q/usuario-mes	91,53	USD/usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0,9482	Q/kWh	0,123	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0,9303	Q/kWh	0,121	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0,9203	Q/kWh	0,119	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle adicional	0,7568	Q/kWh	0,098	USD/kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	43,83	Q/kW-mes	5,68	USD/kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	26,44	Q/kW-mes	3,43	USD/kW-mes
Media Tensión Autoprodutores (MTA)				
Cargo Unitario por Consumidor	854,96	Q/usuario-mes	110,76	USD/usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0,9318	Q/kWh	0,121	USD/kWh
Cargo Unitario por Potencia Contratada	14,49	Q/kW-mes	1,88	USD/kW-mes

Tarifas para usuarios de Peaje

Cargo	Valor Q	Unidades	Valor USD	Unidades
Peaje en Función Técnica de Transportista Baja Tensión (PFTBT)				
Cargo Unitario por Energía en Punta	0,0666	Q/kWh	0,009	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0,0654	Q/kWh	0,008	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0,0646	Q/kWh	0,008	USD/kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	3,33	Q/kW-mes	0,43	USD/kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	116,21	Q/kW-mes	15,06	USD/kW-mes
Peaje en Función Técnica de Transportista Media Tensión (PFTMT)				
Cargo Unitario por Energía en Punta	0,0107	Q/kWh	0,001	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0,0105	Q/kWh	0,001	USD/kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0,0104	Q/kWh	0,001	USD/kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	0,64	Q/kW-mes	0,08	USD/kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	39,38	Q/kW-mes	5,10	USD/kW-mes

8.3 ESTRUCTURA TARIFARIA

En este capítulo se presentan las categorías tarifarias propuestas, que están basadas en las existentes y que incorporan aquellas solicitadas en el Punto 7.1 de los TdR.

8. Estructura Tarifaria propuesta

De las categorías existentes se propone la simplificación de las categorías con medición de demanda, reemplazando las actuales tarifas con demanda en punta y fuera de punta por una sola tarifa con demanda, ya que de los resultados obtenidos del estudio de caracterización de las cargas se constató que no existen diferencias en las curvas de carga resultantes de las categorías con demanda en punta y con demanda fuera de punta.

8.3.1 Categorías tarifarias propuestas

Las categorías tarifarias propuestas son las siguientes.

A. *USUARIOS EN BAJA TENSION*

1. Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS): con simple medición de energía.
2. Tarifa Social (BTSS): con simple medición de energía.
3. Tarifa de Baja Tensión Simple Horarias (BTSH): con medición de energía por tramo horario. También aplicable a usuarios con medición inteligente.
4. Tarifa de Baja Tensión Simple para Autoprodutores (BTSA): con simple medición de energía neta (consumida menos inyectada a la red).
5. Tarifa Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP): con pago anticipado de la energía.
6. Tarifa de Alumbrado Público (AP): con estimación o medición de la energía.
7. Tarifa de Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPP): con estimación o medición de la energía.
8. Tarifa de Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC): con estimación o medición de la energía.
9. Tarifa de Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD): con medición de energía por tramo horario y de demanda máxima. También aplicable a usuarios con medición inteligente.
10. Tarifa de Baja Tensión Autoprodutores (BTA): con medición de energía neta (consumida menos inyectada a la red) y demanda máxima.

B. *USUARIOS EN MEDIA TENSION*

11. Tarifa de Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD): con medición de energía por tramo horario y demanda máxima
12. Tarifa de Media Tensión para Autoprodutores (MTA): con medición de energía neta (consumida menos inyectada a la red) y demanda máxima.

8. Estructura Tarifaria propuesta

C. USUARIOS DE PEAJE

13. Tarifa de Peaje en Función Técnica de Transportista en Baja Tensión (PFTBT): con medición de energía por tramo horario y demanda máxima.
14. Tarifa de Peaje en Función Técnica de Transportista en Media Tensión (PFTMT): con medición de energía por tramo horario y demanda máxima.

8.3.2 Componentes de los parámetros tarifarios

Para el cálculo de los parámetros de facturación de cada categoría tarifaria, se utilizan los siguientes componentes.

Precios de compra de Energía y Potencia

Ítem	Valor	Unidad	Referencia
PBP	56,89	Q/kW-mes	Precio Base de la Potencia
PBEP	0,9375	Q/kWh	Precio Base de la Energía en Banda de Punta
PBEI	0,9198	Q/kWh	Precio Base de la Energía en Banda Intermedia
PBEV	0,9099	Q/kWh	Precio Base de la Energía en Banda de Valle
PBPS	56,89	Q/kW-mes	Precio Base de la Potencia para Tarifa Social
PBEPS	0,8591	Q/kWh	Precio Base de la Energía en Banda de Punta para Tarifa Social
PBEIS	0,8533	Q/kWh	Precio Base de la Energía en Banda Intermedia para Tarifa Social
PBEVS	0,8380	Q/kWh	Precio Base de la Energía en Banda de Valle para Tarifa Social
PEST VALLEa	0,7483	Q/kWh	Precio Base de la Energía en Banda de Valle adicional

Costos de Distribución

Ítem	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Referencia
CDBT	102,99	Q/kW-mes	13,34	USD/kW-mes	Costo de Distribución en Baja Tensión
CDMT	51,37	Q/kW-mes	6,65	USD/kW-mes	Costo de Distribución en Media Tensión

Cargos Fijos

Ítem	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Referencia
CFBTS/SH	9,49	Q/usu-mes	1,23	USD/usu-mes	CF BT Simple y Horaria
CFBTSA	11,22	Q/usu-mes	1,45	USD/usu-mes	CF BT Simple Autoprodutores
CFBTHD	103,58	Q/usu-mes	13,42	USD/usu-mes	CF BT Demanda y Horaria
CFBTHDA	127,58	Q/usu-mes	16,53	USD/usu-mes	CF BT Demanda y Horaria Autoprodutores
CFMTHD	706,56	Q/usu-mes	91,53	USD/usu-mes	CF MT Demanda y Horaria
CFMTHDA	854,96	Q/usu-mes	110,76	USD/usu-mes	CF MT Demanda Autoprodutores

8. Estructura Tarifaria propuesta

Horas de uso de la potencia

Ítem	Valor	Unidad	Referencia
NHU BTS	512	h/mes	Horas de uso Baja Tensión Simple
NHU BTSA	429	h/mes	Horas de uso Baja Tensión Simple para Autoproductores
NHU AP-APPN	357	h/mes	Horas de uso Baja Tensión Alumbrado Público
NHU VSC	693	h/mes	Horas de uso Baja Tensión VSC
NHU PP	512	h/mes	Horas de uso Baja Tensión Usuarios con Medidor Prepago

Consumo típico de energía prepagos

Ítem	Valor	Unidad	Referencia
EPP	144	kWh/mes	Consumo mensual promedio de usuarios de Tarifa Prepaga

Factores de Pérdidas

Ítem	Valor	Referencia
FPEBT	1,0590	Factor de Pérdidas de Energía en etapa de Baja Tensión
FPEMT	1,0114	Factor de Pérdidas de Energía en etapa de Media Tensión
FPPBT	1,0650	Factor de Pérdidas de Potencia en etapa de Baja Tensión
FPPMT	1,0142	Factor de Pérdidas de Potencia en etapa de Media Tensión

Factores de Coincidencia Externa (FCE) con Redes

Ítem	BT	MT	MTP	Referencia
FCE_{BTS}	1,000	0,987		FCE - Tarifa BTS
FCE_{BTSA}	0,542	0,492		FCE - Tarifa BTSA
FCE_{AP}	0,015	0,016		FCE - Tarifa AP-APPN
FCE_{VSC}	0,962	0,965		FCE - Tarifa VSC
FCE_{BTA}	0,541	0,529	0,900	FCE - Tarifa BTDA
FCE_{BTDH}	0,955	0,987	0,918	FCE - Tarifa BTDH
FCE_{MTHD}		0,977	0,956	FCE - Tarifa MTHD
FCE_{MTA}		0,363	0,940	FCE - Tarifa MTA
FCE_{PBT}	0,975	0,956		FCE - Tarifa PBT
FCE_{PMT}		0,974		FCE - Tarifa PMT

8. Estructura Tarifaria propuesta

Factores de Coincidencia Interna

Ítem	FCI	FCIP	Referencia
FCI_{BTDA}	0,389	0,389	FCI - Tarifa BTDA
FCI_{BTDH}	0,829	0,829	FCI - Tarifa BTDH
FCI_{MTHD}	0,862	0,862	FCI - Tarifa MTHD
FCI_{MTHDA}	0,290	0,290	FCI - Tarifa MTDA
FCI_{PBT}	0,830		FCI - Tarifa PBT
FCI_{PMT}	0,889		FCI - Tarifa PMT

Factores de Potencia Contratada

Ítem	FCI	Referencia
FPCont_{BTA}	0,676	Factor de Potencia Contratada - Tarifa BTDA
FPCont_{BTDH}	0,682	Factor de Potencia Contratada - Tarifa BTDH
FPCont_{MTHD}	0,691	Factor de Potencia Contratada - Tarifa MTHD
FPCont_{MTA}	0,683	Factor de Potencia Contratada - Tarifa MTDA

Factores de Participación de la Energía en cada banda horaria

Ítem	Punta	Intermedia	Valle	Referencia
K_{BTS}	20,20%	59,10%	20,70%	% de energía por banda horaria Tarifa BTS
K_{BTSA}	25,60%	47,30%	27,10%	% de energía por banda horaria Tarifa BTSA
K_{AP}	32,20%	8,60%	59,20%	% de energía por banda horaria Tarifa AP
K_{VSC}	16,70%	54,20%	29,10%	% de energía por banda horaria Tarifa VSC
K_{BTA}	21,40%	51,20%	27,40%	% de energía por banda horaria Tarifa BTA
K_{MTA}	24,60%	46,40%	29,00%	% de energía por banda horaria Tarifa BTA

Factores de Ajuste de Potencia

Ítem	Valor	Referencia
FAPot	0,922	Ajuste de potencia comprada Tarifas No Sociales
FAPotTS	0,941	Ajuste de potencia comprada Tarifa Social
FABT	0,877	Ajuste de potencia distribuida en BT
FAMT	0,873	Ajuste de potencia distribuida en MT

Factores de asignación del costos de compra de la potencia a cargos por energía

Ítem	Valor	Referencia
PP BTSH	0,400	Asignación a cargo por energía en Punta Tarifa BTSH
PI BTSH	0,600	Asignación a cargo por energía en Resto Tarifa BTSH
PV BTSH	0,000	Asignación a cargo por energía en Valle Tarifa BTSH

8. Estructura Tarifaria propuesta

8.3.3 Fórmulas tarifarias

Los parámetros de cada categoría tarifaria, cargos fijos, cargos por energía y cargos por potencia, se calculan a partir de los componentes detallados en el punto 3.2 anterior.

Algunos de los componentes con son los precios de compra de la energía y la potencia, los costos de distribución y los cargos fijos se ajustan periódicamente, mientras que los otros e mantienen fijos durante todo el período tarifario.

Las fórmulas de cálculo de los parámetros de cada categoría tarifaria se presentan a continuación.

A. TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE (BTS)

a) Cargo por Consumidor: $CF_{BTS} = CFBTS \times FACFBT$

b) Cargo por Energía:

$$CE_{BTS} = (PBEP \times KP_{BTS} + PBEI \times KI_{BTS} + PBEV \times K_{BTS}) \times FPEBT \times FPEMT +$$

$$+ \frac{PBP}{HUBTS} \times FPPBT \times FPPMT +$$

$$+ \frac{(CDBT \times FACDBT \times FPPBT + CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT)}{HUBTS} + AT$$

B. TARIFA SOCIAL (BTSS)

c) Cargo por Consumidor: $CF_{BTSS} = CFBTS \times FACFBT$

d) Cargo por Energía:

$$CE_{BTS} = (PBEPS \times KP_{BTS} + PBEIS \times KI_{BTS} + PBEVS \times KV_{BTS}) \times FPEBT \times FPEMT +$$

$$+ \frac{PBPS}{HUBTS} \times FPPBT \times FPPMT +$$

$$+ \frac{(CDBT \times FACDBT \times FPPBT + CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT)}{HUBTS} + ATS$$

8. Estructura Tarifaria propuesta

C. TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA (BTSH)

a) Cargo por Consumidor: $CF_{BTSH} = CFBTSAPR \times FACFBT$

b) Cargo por Energía en Punta:

$$CEP_{BTSH} = PBEP \times FPEBT \times FPEMT + \frac{[(PBP + CDMT \times FACDMT) \times FPPMT \times FPPBT + CDBT \times FACDBT \times FPPBT]}{HUBTS} + AT$$

c) Cargo por Energía Intermedia:

$$CEI_{BTSH} = PBEI \times FPEBT \times FPEMT + \frac{(CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT + CDBT \times FACDBT \times FPPBT)}{HUBTS} + AT$$

d) Cargo por Energía en Valle:

$$CEV_{BTSH} = PBEV \times FPEBT \times FPEMT + \frac{(CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT + CDBT \times FACDBT \times FPPBT)}{HUBTS} + AT$$

e) Cargo por Energía en Valle adicional:

$$CEVa_{BTSH} = PBEVa \times FPEBT \times FPEMT + \frac{(CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT + CDBT \times FACDBT \times FPPBT)}{HUBTS} + AT$$

D. TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE PARA AUTOPRODUCTORES (BTSA)

a) Cargo por Consumidor: $CF_{BTSA} = CFBTSAPR \times FACFBT$

b) Cargo por Energía:

$$CE_{BTSA} = (PBEP \times KP_{BTA} + PBEI \times KI_{BTA} + PBEV \times KV_{BTA}) \times FPEBT \times FPEMT +$$

8. Estructura Tarifaria propuesta

$$\begin{aligned}
 & + \frac{PBP}{HUBTA} \times FPPBT \times FPPMT + \\
 & + \frac{(CDBT \times FACDBT \times FPPBT + CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT)}{HUBTA} \\
 & + AT
 \end{aligned}$$

E. TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE PRE-PAGO (BTSP)

a) Cargo por Energía:

$$\begin{aligned}
 CE_{PP} = & \frac{CFBTS \times FACFBT}{EPP} + \\
 & + (PBEP \times KP_{PP} + PBEI \times KI_{PP} + PBEV \times KV_{PP}) \times FPEBT \times FPEMT + \\
 & + \frac{PBP}{HUPP} \times FPPBT \times FPPMT + \\
 & + \frac{(CDBT \times FACDBT \times FPPBT + CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT)}{HUPP} + AT
 \end{aligned}$$

F. TARIFA PARA ALUMBRADO PÚBLICO (AP)

b) Cargo por Energía:

$$\begin{aligned}
 CE_{AP} = & (PBEP \times KP_{AP} + PBEI \times KI_{AP} + PBEV \times KV_{AP}) \times FPEBT \times FPEMT + \\
 & + \frac{PBP}{HUAP} \times FPPBT \times FPPMT + \\
 & + \frac{(CDBT \times FACDBT \times FPPBT + CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT)}{HUAP} + AT
 \end{aligned}$$

G. TARIFA PARA ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO (APPN)

c) Cargo por Energía:

$$\begin{aligned}
 CE_{APPN} = & (PBEP \times KP_{APPN} + PBEI \times KI_{APPN} + PBEV \times KV_{APPN}) \times FPEBT \times FPEMT + \\
 & + \frac{PBP}{HUAPPN} \times FPPBT \times FPPMT +
 \end{aligned}$$

8. Estructura Tarifaria propuesta

$$+ \frac{(CDBT \times FACDBT \times FPPBT + CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT)}{HUAPPN} + AT$$

H. TARIFA PARA VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES (VSC)

d) Cargo por Energía:

$$CE_{VSC} = (PBEP \times KP_{VSC} + PBEI \times KI_{VSC} + PBEV \times KV_{VSC}) \times FPEBT \times FPEMT +$$

$$+ \frac{PBP}{HUVSC} \times FPPBT \times FPPMT +$$

$$+ \frac{(CDBT \times FACDBT \times FPPBT + CDMT \times FACDMT \times FPPMT \times FPPBT)}{HUVSC} + AT$$

I. TARIFA BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA (BTHD)

a) Cargo por Consumidor: $CF_{BTHD} = CFBT \times FACFBT$

b) Cargo por Energía en Punta: $CEP_{BTHD} = PBEP \times FPEBT \times FPEMT + AT$

c) Cargo por Energía Intermedia: $CEI_{BTHD} = PBEI \times FPEBT \times FPEMT + AT$

d) Cargo por Energía en Valle: $CEV_{BTHD} = PBEV \times FPEBT \times FPEMT + AT$

e) Cargo por Energía en Valle adicional:

$$CEVa_{BTH} = PBEVa \times FPEBT \times FPEMT$$

f) Cargo por Potencia Máxima:

$$CPM_{BTHD} = PBP \times FAPMax_{BT} \times FPPBT \times FPPMT$$

g) Cargo por Potencia Contratada:

$$CPC_{BTHD} = (CDBT \times FACDBT \times FAPCont_{BT-BT} \times FPPBT) +$$

$$+ (CDMT \times FACDMT \times FAPCont_{BT-MT} \times FPPMT \times FPPBT)$$

8. Estructura Tarifaria propuesta

J. TARIFA BAJA PARA AUTOPRODUCTORES (BTA)

a) Cargo por Consumidor: $CF_{BTA} = CFBT \times FACFBT$

b) Cargo por Energía:

$$CEP_{BTA} = (PBEP \times KP_{BTA} + PBEI \times KI_{BTA} + PBEV \times KV_{BTA}) \times FPEBT \times FPEMT + AT$$

c) Cargo por Potencia Máxima:

$$CPM_{BTA} = PBP \times FAPMax_{BT} \times FPPBT \times FPPMT$$

d) Cargo por Potencia Contratada:

$$CPC_{BTA} = (CDBT \times FACDBT \times FAPCont_{BT-BT} \times FPPBT) +$$

$$i. +(CDMT \times FACDMT \times FAPCont_{BT-MT} \times FPPMT \times FPPBT)$$

K. TARIFA MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA (MTHD)

a) Cargo por Consumidor: $CF_{MTHD} = CFMT \times FACFMT$

b) Cargo por Energía en Punta: $CEP_{MTHD} = PBEP \times FPEMT + AT$

c) Cargo por Energía Intermedia: $CEI_{MTHD} = PBEI \times FPEMT + AT$

d) Cargo por Energía en Valle: $CEV_{MTHD} = PBEV \times FPEMT + AT$

e) Cargo por Energía en Valle adicional: $CEV_{\alpha MTHD} = PBEV_{\alpha} \times FPEMT + AT$

f) Cargo por Potencia Máxima:

$$CPM_{MTHD} = PBP \times FAPMax_{MT} \times FPPMT$$

g) Cargo por Potencia Contratada:

$$CPC_{MTHD} = CDMT \times FACDMT \times FAPCont_{MT-MT} \times FPPMT$$

8. Estructura Tarifaria propuesta

L. TARIFA MEDIA TENSIÓN PARA AUTOPRODUCTORES (MTA)

a) Cargo por Consumidor: $CF_{MTA} = CFMT \times FACFMT$

b) Cargo por Energía en Punta:

$$CEP_{MTA} = (PBEP \times KP_{MTA} + PBEI \times KI_{MTA} + PBEV \times KV_{MTA}) \times FPEBT \times FPEMT + AT$$

c) Cargo por Potencia Máxima:

$$CPM_{MTA} = PBP \times FAPMax_{MT} \times FPPMT$$

d) Cargo por Potencia Contratada:

$$CPC_{MTA} = CDMT \times FACDMT \times FAPCont_{MT-MT} \times FPPMT$$

M. TARIFA DE PEAJE EN BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA (PBHD)

a) Cargo por Energía en Punta: $CEP_{PBHD} = (PBEP + AT) \times (FPEBT \times FPEMT - 1)$

b) Cargo por Energía Intermedia: $CEI_{PBHD} = (PBEI + AT) \times (FPEBT \times FPEMT - 1)$

c) Cargo por Energía en Valle: $CEV_{PBHD} = (PBEV + AT) \times (FPEBT \times FPEMT - 1)$

d) Cargo por Potencia Máxima:

$$CPM_{PBHD} = PBP \times FAPMax_{PB} \times (FPPBT \times FPPMT - 1)$$

e) Cargo por Potencia Contratada:

$$CPC_{PBHD} = (CDBT \times FACDBT \times FAPCont_{PB-BT} \times FPPBT) + \\ + (CDMT \times FACDMT \times FAPCont_{PB-MT} \times FPPMT \times FPPBT)$$

N. TARIFA DE PEAJE EN MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA (PMHD)

a) Cargo por Energía en Punta: $CEP_{PMHD} = (PBEP + AT) \times (FPEMT - 1)$

h) Cargo por Energía Intermedia: $CEI_{PMHD} = (PBEI + AT) \times (FPEMT - 1)$



8. Estructura Tarifaria propuesta

i) Cargo por Energía en Valle: $CEV_{PMHD} = (PBEV + AT) \times (FPEMT - 1)$

j) Cargo por Potencia Máxima:

$$CPM_{PMHD} = PBP \times FAPMax_{PM} \times (FPPMT - 1)$$

k) Cargo por Potencia Contratada:

$$CPC_{PMHD} = CDMT \times FAPCont_{PM-MT} \times FACDMT \times FPPMT$$

9. CARGOS DE CORTE Y RECONEXIÓN

La determinación de los cargos de corte y reconexión se calculó considerando los costos directos asociados a las actividades de corte del suministro y de reconexión del mismo para los principales tipos de usuarios, BTS, BTD y MTD. A estos costos directos se agregaron los costos de personal de apoyo, supervisión y control, los gastos generales de la estructura y los costos de materiales vinculados con las actividades.

Se presenta con el informe el archivo de cálculo de los cargos propuestos (Cargos C&R.xlsx). Los costos de mano de obra se corresponden a costos reales de contratistas que proviene de contrataciones que surgen de licitaciones competitivas de mercado, en las cuales diversos proveedores participan y permiten la determinación de un costo eficiente para la prestación del servicio. Por otro lado, los consumos de materiales promedio requeridos por cada tipo de intervención fueron calculados analizando las órdenes de material extraída del sistema de planificación de recursos. Se adjunta también archivo sustento con el origen de los datos.

Los costos totales así obtenidos se clasificaron por tarifa y se dividieron por la cantidad de acciones anuales de reconexión, que son las actividades que efectivamente generan los cargos por mora. De esta manera el cargo propuesto contempla el corte y la reconexión.

Los datos utilizados y los resultados obtenidos se presentan en la tabla siguiente.

9. Cargos de Corte y Reconexión

Cantidad de acciones anuales de reconexión	
Usuarios BTSS-BTS-BTSH-BTSA	94,115
Usuarios BTDH y BTDA	602
Usuarios MTDH y MTDA	46
TOTAL	94,762

Se considera la cantidad anual de reconexiones para el cálculo de costo unitario porque es la actividad que efectivamente genera un cargo en el usuario moroso

Costo anual de acciones de corte y reconexión [USD/año]					
Tipo de usuario	Personal	Materiales	Servicios	Gastos generales	TOTAL
Usuarios BTSS-BTS-BTSH-BTSA	247	280	1,187	653	2,367
Usuarios BTDH y BTDA	2	9	7	4	22
Usuarios MTDH y MTDA	0	0	2	1	4
TOTAL	249	290	1,196	658	2,393

Tipo de usuario	Costo anual total USD/año	Cantidad de acciones que generan cargos acciones/año	Cargos de corte y reconexión	
			USD/acción	Q/acción
Usuarios BTSS-BTS-BTSH-BTSA	2,367,169	94,115	25.2	194.2
Usuarios BTDH y BTDA	22,210	602	36.9	284.8
Usuarios MTDH y MTDA	3,870	46	84.1	649.4

Tabla -9-1: Cálculo de los cargos de Corte y Reconexión

10. FÓRMULAS DE AJUSTE

10.1 AJUSTE TRIMESTRAL DE LA TARIFA NO SOCIAL

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladado a tarifas de distribución, conforme lo siguiente:

10.1.1 Compras reales de energía y potencia:

$$CCER_n^{TNS} = \sum_{i=1}^3 CE_i^{TNS}$$

$$CCPR_n^{TNS} = \sum_{i=1}^3 CP_i^{TNS}$$

Dónde:

- $CCER_n^{TNS}$: Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa No Social, calculados en la entrada de la red de distribución
- CE_i^{TNS} : Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa No Social. En este concepto deben incluirse los Costos asociados a la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por CNEE, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
- $CCPR_n^{TNS}$: Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa No Social, calculados en la entrada de la red de distribución
- CP_i^{TNS} : Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa No Social. En este concepto deben incluirse los Costos asociados a la Potencia, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por CNEE, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
- TNS: La Tarifa No Social incluye las siguientes tarifas: Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Baja

10. Fórmulas de Ajuste

Tensión Simple para Autoprodutores (BTSA), Baja Tensión con Demanda para Autoprodutores (BTDA), Tarifa Prepaga (PP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Media Tensión con Demanda para Autoprodutores (MTDA), Peaje en Baja Tensión (PBHD), Peaje en Media Tensión (PMHD)

10.1.2 Ajuste por las compras de energía y potencia en exceso respecto a las reconocidas

$$RelPE_n = \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} * PTE_{t,i+1})}{CED_n}$$

$$FaPENR_n = \text{mínimo} (RelPE_n; 1)$$

$$RelPP_n = \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} * PTP_{t,i+1}) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarE} (EF_{t,i+1} * PTP_{t,i+1})}{CPD_n}$$

$$FaPPNR_n = \text{mínimo} (RelPP_n; 1)$$

Dónde:

RelPE_n: Relación entre la compra reconocida de energía (en kWh) de la distribuidora en el trimestre n, y la compra de energía real (en kWh) de la distribuidora en el mismo trimestre. Una relación menor a 1 representa mayores pérdidas reales de energía respecto a las reconocidas

ntarTOT: Todos los tipos de tarifas: Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Baja Tensión Simple para Autoprodutores (BTSA), Baja Tensión con Demanda para Autoprodutores (BTDA), Tarifa Prepaga (PP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Media Tensión con Demanda para Autoprodutores (MTDA), Peaje en Baja Tensión (PBHD), Peaje en Media Tensión (PMHD)

EF_{t,i+1}: Cantidad de Energía Facturada (kWh), correspondiente al consumo del mes i de la tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a i+1

10. Fórmulas de Ajuste

- $PTE_{t,i+1}$: Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de los Costos de Compra de Energía en el mes $i+1$
- CED_n : Cantidad de Energía Real Total (para todas las tarifas) comprada en el trimestre n por la Distribuidora, medida en la entrada de la red de distribución
- $FaPENR_n$: Factor de ajuste a las compras reales de energía de la Distribuidora en el trimestre n , para considerar el eventual excedente de pérdidas reales de energía respecto a las reconocidas
- $RelPP_n$: Relación entre la compra reconocida de potencia (en kW) de la distribuidora en el trimestre n , y la compra de potencia real (en kW) de la distribuidora en el mismo trimestre. En principio, una relación menor a 1 representa mayores pérdidas reales de potencia respecto a las reconocidas
- $ntarD$: Aquellas tarifas a las que se le factura demanda de potencia: Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Baja Tensión con Demanda para Autoprodutores (BTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Media Tensión con Demanda para Autoprodutores (MTDA), Peaje en Baja Tensión (PBHD), Peaje en Media Tensión (PMHD)
- $DF_{t,i+1}$: Demanda de Potencia Facturada (kW), correspondiente al consumo del mes i de la tarifa t . Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $i+1$
- $PTP_{t,i+1}$: Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de los Costos de Compra de Potencia en el mes $i+1$
- $ntarE$: Aquellas tarifas a las que no se les factura demanda de potencia, sólo consumo de energía: Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión Simple para Autoprodutores (BTSA), Tarifa Prepaga (PP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC)
- CPD_n : Cantidad de Potencia Real Total (para todas las tarifas) comprada en el trimestre n por la Distribuidora a Generadores, medida en la entrada de la red de distribución

10.1.3 Ajuste Trimestral

$$APE_n^{TNS} = FaPENR_n * CCER_n^{TNS} - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1}^{TNS} * PTE_{t,i+1}^{TNS} * PFE_{t,i+1}^{TNS})$$

10. Fórmulas de Ajuste

$$\begin{aligned}
 APP_n^{TNS} &= FaPPNR_n * CCPR_n^{TNS} - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS-D} (DF_{t,i+1}^{TNS} * PTP_{t,i+1}^{TNS} * PFP_{t,i+1}^{TNS}) \\
 &\quad - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS-E} (EF_{t,i+1}^{TNS} * PTP_{t,i+1}^{TNS} * PFP_{t,i+1}^{TNS}) \\
 APO_n^{TNS} &= \sum_n COR_n^{TNS}
 \end{aligned}$$

$$SNA_n^{TNS} = APE_{n-1}^{TNS} + APP_{n-1}^{TNS} + APO_{n-1}^{TNS} + SNA_{n-1}^{TNS} - AT_{n-1}^{TNS} + EF_{n-1}^{TNS}$$

$$AT_n^{TNS} = \frac{APE_n^{TNS} + APP_n^{TNS} + APO_n^{TNS} + SNA_n^{TNS}}{EP_{n+1}^{TNS}} = \frac{MR_{n+1}^{TNS}}{EP_{n+1}^{TNS}}$$

Dónde:

APE_n^{TNS} : Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n correspondiente a la Tarifa No Social (TNS)

$ntarTNS$: Todos los tipos de tarifas que pertenecen al conjunto Tarifa No Social (TNS): Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Baja Tensión Simple para Autoprodutores (BTSA), Baja Tensión con Demanda para Autoprodutores (BTDA), Tarifa Prepaga (PP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Media Tensión con Demanda para Autoprodutores (MTDA), Peaje en Baja Tensión (PBHD), Peaje en Media Tensión (PMHD)

$ntarTNS \cdot D$: Todos los tipos de tarifas que pertenecen al conjunto Tarifa No Social (TNS) a los que se les factura energía y demanda de potencia: Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Baja Tensión con Demanda para Autoprodutores (BTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Media Tensión con Demanda para Autoprodutores (MTDA), Peaje en Baja Tensión (PBHD), Peaje en Media Tensión (PMHD)

$ntarTNS \cdot E$: Todos los tipos de tarifas que pertenecen al conjunto Tarifa No Social (TNS) a los que se les factura sólo energía: Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión Simple para Autoprodutores (BTSA), Tarifa Prepaga (PP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC)

10. Fórmulas de Ajuste

- $EF_{t,i+1}^{TNS}$: Cantidad de Energía Facturada (kWh), correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa t del grupo de Tarifa No Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $i+1$
- $PTE_{t,i+1}^{TNS}$: Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de los Costos de Compra de Energía de la Tarifa t del grupo de Tarifa No Social en el mes $i+1$
- $PFE_{t,i+1}^{TNS}$: Precio Base Facturado de Energía en el mes $i+1$ correspondiente a la Tarifa No Social
- APP_n^{TNS} : Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n correspondiente a la Tarifa No Social
- $DF_{t,i+1}^{TNS}$: Demanda de Potencia Facturada (kW), correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa t del grupo de Tarifa No Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $i+1$
- $PTP_{t,i+1}^{TNS}$: Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de los Costos de Compra de Potencia de la Tarifa t del grupo de Tarifa No Social en el mes $i+1$
- $PPF_{t,i+1}^{TNS}$: Precio Base Facturado de Potencia en el mes $i+1$ correspondiente a la Tarifa No Social
- APO_n^{TNS} : Ajuste por Pago de Otros Costos Reales en el trimestre n correspondientes a la Tarifa No Social
- COR_n^{TNS} : Otros Costos Reales en el trimestre n correspondientes a la Tarifa No Social. Se incluyen en este concepto, entre otros, las cuotas por administración y operación del AMM
- SNA_n^{TNS} : Saldo No Ajustado en el trimestre n correspondiente a la Tarifa No Social
- $n-1$: Trimestre anterior al que se está procesando
- AT_n^{TNS} : Ajuste Trimestral en el trimestre n correspondiente a la Tarifa No Social
- EP_{n+1}^{TNS} : Cantidad de energía prevista facturar en el trimestre n correspondiente a la Tarifa No Social (kWh)
- MR_{n+1}^{TNS} : Monto a recuperar en el trimestre $n+1$ correspondiente a la Tarifa No Social

10. Fórmulas de Ajuste

10.2 AJUSTE TRIMESTRAL DE LA TARIFA SOCIAL

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladado a tarifas de distribución, conforme lo siguiente:

10.2.1 Compras reales de energía y potencia

$$CCER_n^{TS} = \sum_{i=1}^3 CE_i^{TS}$$

$$CCPR_n^{TS} = \sum_{i=1}^3 CP_i^{TS}$$

Dónde:

$CCER_n^{TS}$: Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución

CE_i^{TS} : Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los Costos asociados a la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por CNEE, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

$CCPR_n^{TS}$: Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución

CP_i^{TS} : Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los Costos asociados a la Potencia, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por CNEE, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

10. Fórmulas de Ajuste

10.2.2 Ajuste por las compras de energía y potencia en exceso respecto a las reconocidas

$$RelPE_n = \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} + PTE_{t,i+1})}{CED_n}$$

$$FaPENR_n = \text{mínimo} (RelPE_n; 1)$$

$$RelPP_n = \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} * PTP_{t,i+1}) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarE} (EF_{t,i+1} * PTP_{t,i+1})}{CPD_n}$$

$$FaPPNR_n = \text{mínimo} (RelPP_n; 1)$$

Dónde:

RelPE_n: Relación entre la compra reconocida de energía (en kWh) de la distribuidora en el trimestre n, y la compra de energía real (en kWh) de la distribuidora en el mismo trimestre. Una relación menor a 1 representa mayores pérdidas reales de energía respecto a las reconocidas

ntarTOT: Todos los tipos de tarifas: Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Baja Tensión Simple para Autoprodutores (BTSA), Baja Tensión con Demanda para Autoprodutores (BTDA), Tarifa Prepaga (PP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Media Tensión con Demanda para Autoprodutores (MTDA), Peaje en Baja Tensión (PBHD), Peaje en Media Tensión (PMHD)

EF_{t,i+1}: Cantidad de Energía Facturada (kWh), correspondiente al consumo del mes i de la tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a i+1

PTE_{t,i+1}: Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de los Costos de Compra de Energía en el mes i+1

CED_n: Cantidad de Energía Total (para todas las tarifas) comprada en el trimestre n por la Distribuidora a Generadores, medida en la entrada de la red de distribución

FaPENR_n: Factor de ajuste a las compras reales de energía de la Distribuidora en el trimestre n, para considerar el eventual excedente de pérdidas reales de energía respecto a las reconocidas

10. Fórmulas de Ajuste

- RelPP_n: Relación entre la compra reconocida de potencia (en kW) de la distribuidora en el trimestre n, y la compra de potencia real (en kW) de la distribuidora en el mismo trimestre. En principio, una relación menor a 1 representa mayores pérdidas reales de potencia respecto a las reconocidas
- ntarD: Aquellas tarifas a las que se les factura demanda de potencia: Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Baja Tensión con Demanda para Autoprodutores (BTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Media Tensión con Demanda para Autoprodutores (MTDA), Peaje en Baja Tensión (PBHD), Peaje en Media Tensión (PMHD)
- DF_{t,i+1}: Demanda de Potencia Facturada (kW), correspondiente al consumo del mes i de la tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a i+1
- PTP_{t,i+1}: Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de los Costos de Compra de Potencia en el mes i+1
- ntarE: Aquellas tarifas a las que no se les factura demanda de potencia, sólo consumo de energía: Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión Simple para Autoprodutores (BTSA), Tarifa Prepaga (PP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC)
- CPD_n: Cantidad de Potencia Real Total (para todas las tarifas) comprada en el trimestre n por la Distribuidora, medida en la entrada de la red de distribución

10.2.3 Ajuste Trimestral

$$APE_n^{TS} = FaPENR_n * CCER_n^{TS} - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1}^{TS} * PTE_{i+1}^{TS} * PFE_{i+1}^{TS})$$

$$APP_n^{TS} = FaPPNR_n * CCPR_n^{TS} - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1}^{TS} * PTP_{i+1}^{TS} * PFP_{i+1}^{TS})$$

$$APO_n^{TS} = \sum_N COR_n^{TS}$$

$$SNA_n^{TS} = APE_{n-1}^{TS} + APP_{n-1}^{TS} + APO_{n-1}^{TS} + SNA_{n-1}^{TS} - AT_{n-1}^{TS} + EF_{n-1}^{TS}$$

10. Fórmulas de Ajuste

$$AT_n^{TS} = \frac{APE_n^{TS} + APP_n^{TS} + APO_n^{TS} + SNA_n^{TS}}{EP_{n+1}^{TS}} = \frac{MR_{n+1}^{TS}}{EP_{n+1}^{TS}}$$

Dónde:

- APE_n^{TS} : Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social (TS)
- EF_{i+1}^{TS} : Cantidad de Energía Facturada (kWh), correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a i+1
- PTE_{i+1}^{TS} : Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de los Costos de Compra de Energía de la Tarifa Social en el mes i+1
- PFE_{i+1}^{TS} : Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 correspondiente a la Tarifa Social
- APP_n^{TS} : Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
- PTP_{i+1}^{TS} : Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de los Costos de Compra de Potencia de la Tarifa Social en el mes i+1
- PFP_{i+1}^{TS} : Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 correspondiente a la Tarifa Social
- APO_n^{TS} : Ajuste por Pago de Otros Costos Reales en el trimestre n correspondientes a la Tarifa Social
- COR_n^{TS} : Otros Costos Reales en el trimestre n correspondientes a la Tarifa Social. Se incluyen en este concepto, entre otros, las cuotas por administración y operación del AMM
- SNA_n^{TS} : Saldo No Ajustado en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
- SNA_{n-1}^{TS} : Saldo No Ajustado en el trimestre n-1 correspondiente a la Tarifa Social
- n-1: Trimestre anterior al que se está procesando
- AT_n^{TS} : Ajuste Trimestral en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
- EP_n^{TS} : Cantidad de energía prevista facturar en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social (kWh)
- MR_{n+1}^{TS} : Monto a recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social

10. Fórmulas de Ajuste

10.3 AJUSTE SEMESTRAL DE LOS CARGOS

Las fórmulas de ajuste de los Cargos de Consumidor y los Costos de Distribución se ajustan considerando que se componen de dos categorías de costos:

- Los costos de los bienes transables cuyos precios son determinados en el mercado internacional.
- Los costos de los bienes no transables cuyos precios son determinados en el mercado internacional.

La distinción entre bienes transables y no transables se efectúa para identificar los índices de precios que reflejen de la mejor manera las variaciones de sus costos.

Como muchos de los elementos de una red de distribución son transables y suelen ser importados, en lugar de producidos domésticamente especialmente en países en vías de desarrollo, a los precios de los bienes transables se les debe ajustar por el tipo de cambio ya que el precio efectivo pagado en Guatemala es función del tipo de cambio vigente en el momento de la adquisición, pero también del precio de esos bienes en el mercado internacional.

Sin embargo, las fórmulas de ajuste vigentes para los Cargos de Consumidor y los Cargos de Distribución contienen la siguiente expresión para considerar la variación de los precios de los bienes transables y no transables:

$$FACargo = PD_{Cargo} \times \frac{TC_N}{TC_0} + PIPC_{Cargo} \times \frac{IPC_N}{IPC_0}$$

Donde:

- PD_{Cargo} : Peso del valor de los costos transables sobre el costo total del cargo.
- TC_N : Tipo de Cambio de referencia publicado del Banco de Guatemala vigente a la fecha del ajuste.
- TC_0 : Tipo de Cambio de referencia publicado del Banco de Guatemala vigente a la fecha de referencia del cálculo de tarifas.
- $PIPC_{Cargo}$: Peso del valor de los costos no transables sobre el costo total del cargo.
- IPC_N : Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística vigente a la fecha del ajuste.

10. Fórmulas de Ajuste

IPC₀: Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística vigente a la fecha de referencia del cálculo de tarifas.

Según se observa en la expresión, la componente de bienes transables de los cargos se ajusta considerando únicamente la variación del Tipo de Cambio, pero no toma en cuenta ningún índice de variación de los precios a nivel internacional, lo que resulta que no se reflejen estas variaciones de precios en el ajuste de los cargos.

Por lo indicado se propone incorporar al cálculo de la variación del valor de los bienes transables un índice de precios internacional accesible y que refleje de la mejor manera la variación de precios de los equipos y elementos relacionados con la distribución de energía eléctrica.

El índice identificado que cumple con los criterios planteados es el Producer Price Index by Industry: Electric Power Distribution (PCU221122221122), publicado por el U.S. Bureau of Labor Statistics.

Este índice refleja la variación de costos a nivel de la industria de la actividad de distribución de energía eléctrica en los Estados Unidos de América, país que es uno de los principales proveedores de equipamiento eléctrico de la región.

10.3.1 Cargos de Distribución

A. MEDIA TENSIÓN

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} * \frac{TC_N}{TC_0} * \frac{PPI:EPD_N}{PPI:EPD_0} * FAA + PIPC_{CD,MT} * \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT * \sum Dmax_{m,MT}}$$

Donde:

FACD_{MT}: es el Factor de Ajuste del Cargo de Distribución de MT;

PD_{CD,BT}: es el peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT, igual a 70%;

TC_N: es el tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala vigente al último día del mes anterior a la fecha de ajuste;

TC₀: es el tipo de cambio de referencia al 31 de diciembre de 2021, igual a 7.719 Q/USD;

10. Fórmulas de Ajuste

- PPI:EPD_N: Producer Price Index by Industry: Electric Power Distribution (PCU221122221122) vigente al mes anterior a la fecha de ajuste;
- PPI:EPD₀: Producer Price Index by Industry: Electric Power Distribution (PCU221122221122) de referencia a diciembre de 2021, igual a 163.067;
- PIPC_{CD,MT}: es el peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT, igual a 30%;
- IPC_N: es el Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente al mes anterior a la fecha de ajuste;
- IPC₀: es el Índice de Precios al Consumidor a nivel República vigente a diciembre de 2021, igual 153.20;
- K_{CD,N}: es el Factor de Reducción del CD en el período N=1;
- Cuota: es el monto pagado por EEGSA a la CNEE en concepto del aporte establecido en el Artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha de ajuste;
- CDMT: es el Cargo Base por Potencia de Distribución en MT;
- D_{max,m,MT}: es la demanda máxima mensual de MT (en kW) de la red de distribución de todas las categorías tarifarias de los seis meses anteriores a la fecha de ajuste.

B. BAJA TENSIÓN

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} * \frac{TC_N}{TC_0} * \frac{PPI:EPD_N}{PPI:EPD_0} * FAA + PIPC_{CD,BT} * \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

- FACD_{BT}: es el Factor de Ajuste del Cargo de Distribución de BT;
- PD_{CD,BT}: es el peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT, igual a 74%;
- PIPC_{CD,BT}: es el peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT, igual a 26%.

10. Fórmulas de Ajuste

10.3.2 Cargos Fijos

A. MEDIA TENSIÓN

$$FACFMT = \left(PD_{CF,MT} * \frac{TC_N}{TC_0} * \frac{PPI:EPD_N}{PPI:EPD_0} * FAA + PIPC_{CF,MT} * \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

FACFMT: es el Factor de Ajuste del Cargo de Consumidor para usuarios MT;

PD_{CF,MT}: es el peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 74%;

PIPC_{CF,MT}: es el peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 26%;

K_{CF,N}: es el Factor de Reducción del CF en el período N=1

B. BAJA TENSIÓN

$$FACFBT = \left(PD_{CF,BT} * \frac{TC_N}{TC_0} * \frac{PPI:EPD_N}{PPI:EPD_0} * FAA + PIPC_{CF,BT} * \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

FACFBT: es el Factor de Ajuste del Cargo de Consumidor para usuarios BT;

PD_{CF,BT}: es el peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 74%;

PIPC_{CF,BT}: es el peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 26%;

10.3.3 Cargos por corte y reconexión:

$$FACACYR_N = \frac{IPC_N}{IPC_0}$$

Donde:

FACACYR_N: es el Factor de Ajuste por corte y reconexión en el período N;



ANEXO A: ETAPA A - ESTUDIO DE DEMANDA

Se adjuntan los Informes "EEGSA - Etapa A Módulo A1 - Proyección de la Demanda vajustada" y "EEGSA - Etapa A Módulo A2 - Distribucion Espacial Demanda vajustada", con sus correspondientes archivos de sustento.



ANEXO B: ETAPA B - VALORES EFICIENTES DE REFERENCIA

Se adjunta el Informe "EEGSA - Etapa B - Valores eficientes de referencia Vajustada", con sus correspondientes archivos de sustento.



ANEXO C: ETAPA C – OPTIMIZACIÓN DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR Y ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

Se adjuntan los informes “EEGSA - Etapa C - Modulo C1 - Optimizacion de la red vAj” y “EEGSA - Etapa C2 - Anualidad de la inversion vAj”.



ANEXO D: ETAPA D – BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

Se adjunta el informe “EEGSA - Etapa D - Balance de Energía y Potencia – Etapa D” y su correspondiente archivo de sustento.



ANEXO E: ETAPA E – COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Se adjunta el informe “EEGSA - Etapa E - Costos de explotación” con su correspondiente archivo sustento.



ANEXO F: ETAPA F – COMPONENTES DEL COSTO DEL VAD

Se adjunta el informe “EEGSA - Etapa F - Componentes de Costos del VAD” con su correspondiente archivo sustento.



***ANEXO G: EVALUACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE AJUSTE SEMESTRAL
APLICADAS A LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
GUATEMALA – FRONTIER-ECONOMICS***



ANEXO H: ESTUDIO DE CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA – INFORME FINAL
