



**CREE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# Informe Complementario del Análisis de los Estudios Tarifarios

Preparado por la Comisión Reguladora de  
Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, M.D.C., enero de 2023

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>4</b>
<b>2. Antecedentes</b>	<b>5</b>
<b>3. Estudio de Inventarios de Activos Regulatorios</b>	<b>6</b>
<b>3.1. Documentación recibida y analizada</b>	<b>6</b>
<b>3.2. Activos digitalizados</b>	<b>7</b>
3.2.1. Procesamiento de la información	8
3.2.1.1. Concentración de datos	9
3.2.2. Inconsistencias	9
3.2.2.1. Tabla de Acometidas	9
3.2.2.2. Tabla de tramos de baja tensión (tramobt)	10
3.2.2.2.1. Conductores de fase	10
3.2.2.2.2. Conductores de neutro	11
3.2.2.2.3. Conductores piloto	11
3.2.2.3. Tabla de tramos de media tensión (tramomt)	11
3.2.2.3.1. Conductores de fase	11
3.2.2.3.2. Cables de guarda	12
3.2.2.4. Tabla de apoyos	12
3.2.2.5. Tabla de transformadores	12
3.2.2.6. Tabla de retenidas	13
3.2.2.7. Tablas de nodos de media y baja tensión (nodobt y nodomt)	13
3.2.2.8. Tabla pararrayos	13
3.2.2.9. Tabla seccionadores	13
3.2.2.10. Tabla de subestaciones (subestacion)	14
3.2.2.11. Tabla de seccionamientos	14
3.2.2.12. Tabla de equipos especiales	14
3.2.2.13. Tabla de alumbrado	15
3.2.2.14. Tabla de medidores	15
<b>3.3. Activos no digitalizados</b>	<b>15</b>
3.3.1. Procesamiento de la información	15
<b>4. Estudio de Costos de Unidades Constructivas</b>	<b>16</b>
<b>4.1. Documentación recibida y analizada</b>	<b>16</b>
<b>4.2. Valorización de los activos digitalizados</b>	<b>16</b>
4.2.1. Documentación de base	16
4.2.1.1. Planilla de Valorización de Unidades Constructivas	16
4.2.1.2. Precios unitarios de materiales	17
4.2.1.3. Catálogo de estructuras de líneas de distribución aéreas de la ENEE del 2011	18
<b>4.3. Valorización de los activos no digitalizados</b>	<b>18</b>
4.3.1. Información de base	18
4.3.1.1. Obras construidas por terceros	19
4.3.1.2. Proyectos FOSODE	19
4.3.1.3. Subestaciones	19
4.3.1.3.1. Características técnicas	19
4.3.1.3.2. Costos	20
4.3.1.3.3. SE AT/MT	22
<b>5. Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD)</b>	<b>22</b>
<b>6. Estudio de Balance de Energía y Potencia (BEP)</b>	<b>23</b>
<b>7. Estudio de Zonas de distribución típica (ZDT)</b>	<b>23</b>

# Siglas

AT	Alta tensión
BARE	Base de activos regulatoria eléctrica
BD	Base de datos
BT	Baja tensión
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CS	Centro sur
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
FOSODE	Fondo Social de Desarrollo Eléctrico
GIS	Sistema de información geográfica
LA	Litoral Atlántico
MT	Media tensión
NO	Noroccidente
RT	Reglamento de Tarifas
SE	Subestación
UC o UUCC	Unidades Constructivas
VAD	Valor Agregado de Distribución
VNR	Valor nuevo de reemplazo

## 1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) como la entidad reguladora del sector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, y aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes. Asimismo, la LGIE establece que las empresas distribuidoras deben contratar, con una firma consultora precalificada por la CREE, el estudio necesario para determinar cada cinco años su Valor Agregado de Distribución (VAD) así como las tarifas a los usuarios finales y sus mecanismos de ajuste, y las propondrá a la CREE para su aprobación.

En junio de 2019 la CREE aprobó el “Reglamento de Tarifas” (de aquí en adelante el “Reglamento”) por medio de la Resolución CREE-148 de fecha 24 de junio de 2019, el cual establece metodologías, criterios y procedimientos necesarios para el cálculo tarifario en cumplimiento de lo dispuesto en la LGIE. En particular, el Reglamento establece la manera como se deben calcular los costos de generación, transmisión, operación del sistema, y distribución que entran en el cálculo de las tarifas a usuarios finales, y los cargos por el uso de redes.

Con base en lo anterior la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) contrató al consorcio SIGLA, S. A. y ASINELSA, S. A, precalificado por la CREE mediante el resolutivo tercero del Acuerdo CREE-058 de fecha 22 de mayo de 2020, para realizar los estudios necesarios para determinar el VAD y las tarifas para usuarios finales y sus mecanismos de ajuste.

En cumplimiento con lo establecido en el artículo 10 del Reglamento la ENEE debe presentar los siguientes estudios a la CREE:

- a. **Inventario de Activos Regulatorios:** recopilación de los activos en operación agrupados en Unidades Constructivas, y su conciliación con los registros contables, detallando sus características y georreferencia;
- b. **Estudio de Costos de Unidades Constructivas.** El estudio debe permitir la valorización a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos reportados en el Inventario de Activos Regulatorios.
- c. **Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD).** El estudio debe proveer la información necesaria para identificar las curvas de cargas típicas de las diferentes clases de usuarios y conocer el consumo mensual de energía de cada clase de usuario a lo largo del año.
- d. **Balance de Energía y Potencia (BEP).** El BEP deberá ser elaborado para el día de máxima demanda de la Empresa Distribuidora, en el año previo a la Fecha de Referencia. El BEP deberá mostrar los valores óptimos a reconocer a la Empresa Distribuidora en cuanto a la energía y la potencia ingresados a la red de MT, las pérdidas técnicas en MT, la energía y la potencia suministradas y facturadas a Usuarios servidos en MT, la energía y la potencia ingresadas a los transformadores MT/BT, las pérdidas técnicas en dichos transformadores, la energía y la potencia ingresadas a BT, las pérdidas técnicas y no técnicas en BT y la energía y la potencia suministradas y facturadas en BT.
- e. **Propuesta de Zonas de Distribución Típicas (ZDT)** para su Zona de Operación. El estudio debería identificar los criterios para la clasificación de las localidades en las ZDT definidas, de acuerdo a lo que se establece en el CAPÍTULO 3 de este Título.”

Por lo cual, el presente informe tiene por objeto efectuar un análisis complementario al que la CREE realizó a inicios del presente años a los estudios presentados por la ENEE, de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 del Reglamento y está organizado en 7 secciones incluyendo esta introducción. En la sección 2 se presenta los antecedentes que han conllevado a los presentes estudios tarifarios. En la sección 3 se presenta el análisis y resultados del Estudio de Inventarios de Activos Regulatorios. En la sección 4 se presenta el análisis y resultados del Estudio de Costos de Unidades Constructivas. En la sección 5 se presenta el análisis y resultados del Estudio de Caracterización de la Demanda. En la sección 6 se presenta el análisis y resultados del Estudio de Balance de Energía y Potencia. Finalmente, en la sección 7 se presentan los resultados del Estudio de Zonas de distribución típica.

## 2. Antecedentes

La Ley General de la Industria Eléctrica (la Ley) fue aprobada por medio del decreto legislativo 404-2013 publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014. El objeto de dicha Ley es regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Conforme con lo establecido en la Ley, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) tiene dentro de sus facultades definir la metodología para el cálculo de las tarifas de distribución, vigilar su aplicación, aprobar y difundir y poner en vigencia las tarifas resultantes.

El 24 de junio de 2019, por medio de la Resolución CREE-148 la CREE aprobó el Reglamento de Tarifas que incorpora todos los elementos necesarios para la transición a un modelo que refleje los costos basados en el enfoque de "costo eficiente para entregar el servicio" para establecer las tarifas de electricidad.

Mediante Acuerdo CREE 060-2020 de fecha de 10 de junio de 2020 la CREE aprobó los términos de referencia presentados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), utilizados para contratar a la firma consultora que realiza los estudios para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD), así como la estructura tarifaria y sus mecanismos de ajuste. La firma consultora se encuentra obligada a cumplir con los términos de referencia y realizar los estudios de acuerdo con sus propios criterios profesionales, con total independencia de la empresa distribuidora. La empresa distribuidora debe presentar el estudio tarifario y la estructura tarifaria preparada por la firma consultora para la aprobación de la CREE, de acuerdo con el procedimiento formal del cálculo de la tarifa descrito en el Reglamento de Tarifas.

La CREE, con el fin de realizar una revisión proactiva y aprobación de los estudios que presentará la empresa distribuidora y en apego a sus facultades legales para realizar una consultoría en paralelo con la de la empresa distribuidora, aprobó la contratación de la firma consultora QUANTUM S. A.

En fecha 13 de agosto de 2021 la ENEE presentó ante la CREE el oficio número CIENEE-652-VIII-2021 junto con los documentos preparados por las firmas consultoras SIGLA S. A y ASINELSA S. A., siendo dichos documentos los siguientes: 1) “Balance de Energía y Potencia”; 2) “Estudio de Caracterización de la Demanda”; 3) “Estudios de Costos de Unidades Constructivas”; 4) “Inventario de Activos Regulatorios”; y, 5) “Propuesta de Zonas de Distribución Típicas”.

En fecha 16 de agosto de 2021 la CREE tuvo por presentados y admitidos los estudios preparados por los consultores de la ENEE, para los efectos de su publicación en los términos que establece el artículo 11 del Reglamento de Tarifas, en consecuencia, en fecha 23 de agosto de 2021 la CREE publicó en su sitio web los estudios tarifarios presentados.

En adición a lo anterior, la ENEE presentó parte de la información adicional requerida por la CREE, mediante los oficios números CIENEE-719-08-2021 y CIENEE-927-2021 de fechas 24 de agosto y 22 de octubre de 2021; se destaca que en su último oficio estableció lo siguiente: *“Se solicita que la CREE en conjunto con sus*

*consultores puedan utilizar estándares y buenas prácticas en aquella información que no se presenta o que considere que no ha sido suficientemente respaldada”.*

En fecha 13 de diciembre de 2021 la CREE admitió los estudios tarifarios presentados por la ENEE junto con sus memorias de cálculo al tenor de lo establecido en el artículo 12 del Reglamento de Tarifas respecto al plazo ahí mencionado.

Finalmente, en enero de 2022 la CREE publicó en la página web el informe de análisis de los estudios tarifarios presentados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

### **3. Estudio de Inventario de Activos Regulatorios**

La ENEE ha presentado el inventario de activos dividido en dos grandes grupos. Por un lado, todos aquellos activos que se encuentran digitalizados y georreferenciados en el Sistema GIS de la empresa y, por otro lado, en archivos Excel aquellos que no han sido digitalizados.

A efectos de su inventario, los activos de la ENEE se encuentran divididos en dos grupos:

#### **Activos que al 31/12/21 se encontraban digitalizados y georreferenciados en el Sistema GIS de la empresa:**

Su inventario está disponible en formato de base datos, donde cada registro representa, de acuerdo con lo solicitado en el Art. 10 del RT, un componente de red que permita categorizar en términos de Unidades Constructivas (UC o UUCC).

#### **Activos no digitalizados, informados, con sus costos, en formato de planillas de cálculo (archivos Excel):**

Estos activos no han sido inventariados como UC sino, según sea el origen de los datos, como componentes de redes (kilómetros de líneas de BT, kilómetros de líneas de MT, kVA instalados), como componentes genéricos elementales (postes de madera, postes de concreto, etc.) o, en algunos casos, globalmente como proyectos completos.

#### **3.1. Documentación recibida y analizada**

A continuación, se detalla la información de respaldo que presentó la ENEE:

##### **1. Informe Inventario Activos Eléctricos Revisado.pdf**

##### **2. Activos digitalizados:**

- I. *“Informacion GIS.zip”:*
  - a. *“Interfaz\_20210331.gdb”*
  - b. *“Honduras\_Marzo.backup”*
  - c. *“Honduras\_RedBaja\_part2. Backup”*

##### **3. Activos no digitalizados:**

- I. *“Activos constr por terceros recibidos en recepción de proyectos-Centro Sur.xlsx”*
- II. *“Activos constr por terceros recibidos en subzonas regionales-Centro Sur.xlsx”*
- III. *“Activos constr por Terceros recibidos en recepción de proyectos LA.xlsx”*
- IV. *“Activos constr por Terceros recibidos en subzonas regionales LA.xlsx”*

- V. "Activos constr por terceros recibidos en recepción de proyectos NO.xlsx"
- VI. "Activos constr por terceros recibidos en subzonas regionales NO.xlsx.xlsx"
- VII. "Proyectos FOSODE no incluidos 100% en el GIS.xlsx"
- VIII. "Detalle SE ENEE.xls"

### 3.2. Activos digitalizados

Seguidamente, se presenta un resumen de los elementos de red más representativos, extraídos de la base de datos GIS hasta el 31 de diciembre de 2020:

Tramos MT		Tramos BT		Acometidas			
Departamento	Longitud [Km]	Departamento	Longitud [Km]	Departamento	Longitud [m]	Cantidad	Long. Media [m]
Atlántida	282.94	Atlántida	1 597.00	Atlántida	2 422 700	112 516	21.53
Choluteca	55.39	Choluteca	1 919.76	Choluteca	2 658 356	108 716	24.45
Colón	9.15	Colón	1 150.92	Colón	1 413 932	72 483	19.51
Comayagua	528.20	Comayagua	2 049.11	Comayagua	3 284 418	124 593	26.36
Copán	157.53	Copán	1 287.91	Copán	2 433 645	95 538	25.47
Cortés	978.34	Cortés	4 188.83	Cortés	8 484 091	441 351	19.22
El Paraiso	308.43	El Paraiso	1 437.52	El Paraiso	1 772 987	81 947	21.64
Francisco Morazán	2 070.31	Francisco Morazán	4 182.70	Francisco Morazán	7 862 225	387 696	20.28
Intibuca	46.05	Intibuca	1 241.02	Intibuca	1 318 279	42 099	31.31
La Paz	17.14	La Paz	1 113.58	La Paz	945 622	38 108	24.81
Lempira	171.09	Lempira	1 317.57	Lempira	2 003 275	66 290	30.22
Ocotepeque	78.79	Ocotepeque	725.69	Ocotepeque	962 680	44 560	21.60
Olancho	71.24	Olancho	1 913.38	Olancho	2 427 738	104 294	23.28
Santa Barbara	183.62	Santa Barbara	1 914.96	Santa Barbara	2 678 683	118 303	22.64
Valle	205.83	Valle	958.41	Valle	1 213 593	46 545	26.07
Yoro	27.22	Yoro	2 087.77	Yoro	2 810 659	137 269	20.48
Sin Descripción	28 425.90	Sin Descripción	446.54	Sin Descripción	729 565	11 531	63.27
<b>Total</b>	<b>33 617.20</b>	<b>Total</b>	<b>29 532.67</b>	<b>Total</b>	<b>45 422 448</b>	<b>2 033 839</b>	<b>22.33</b>

Clientes		Medidores	
Departamento	Clientes	Departamento	Cantidad
Atlántida	122 758	ATLANTIDA	92 286
Choluteca	113 031	CHOLUTECA	75 150
Colón	81 112	COLON	58 276
Comayagua	133 384	COMAYAGUA	100 269
Copán	103 660	COPAN	59 596
Cortés	480 111	CORTES	288 581
El Paraiso	86 949	EL PARAISO	63 041
Francisco Morazán	406 092	FRANCISCO MORAZAN	315 301
Intibuca	45 535	GEOGRAFICO	221 056
La Paz	40 239	INTIBUCA	30 225
Lempira	70 014	LAPAZ	29 077
Ocotepeque	47 455	LEMPIRA	32 610
Olancho	110 901	OCOTEPEQUE	33 194
Santa Barbara	126 220	OLANCHO	76 498
Valle	48 686	SANTA BARBARA	80 872
Yoro	152 429	VALLE	31 666
Sin Descripcion	26	YORO	107 500
<b>Total</b>	<b>2 168 602</b>	<b>Sin Descripción</b>	<b>305 751</b>
		<b>Total</b>	<b>2 000 949.00</b>

Figura 1: Red, clientes y medidores de la base de datos GIS-ENEE

Los activos inventariados en la base de datos (BD) GIS han sido caracterizados para su valorización como UC estándar y clasificados (Tablas Tbl\_\*), para facilitar su identificación, en las familias que se detallan a continuación:

#### Capas (componentes georreferenciados):

- a. "Acometidas"
- b. "Alumbrado Público"

- c. *“Apoyos”*
- d. *“Equipos especiales”*
- e. *“Equipos de seccionamiento”*
- f. *“Pararrayos”*
- g. *“Transformadores”*
- h. *“Tramos BT”*
- i. *“Tramos MT”*
- j. *“Subestaciones”*

**Tablas planas (componentes no georreferenciados):**

- a. *“Interruptores”*
- b. *“Equipos de medición”*
- c. *“Nodos MT”*
- d. *“Nodos BT”*
- e. *“Retenidas”*
- f. *“Seccionadores”*
- g. *“Puestas a tierra”*

Cada una de estas familias de activos, excepto las subestaciones, corresponde con una familia homóloga de unidades constructivas.

**3.2.1. Procesamiento de la información**

Con el objetivo de corroborar que la información presentada por la ENEE fuera congruente y reflejará la realidad de la empresa, se realizaron revisiones a cada una de las tablas listadas a continuación.

- a. *“Tablas de conductores”*
- b. *“Tabla de Acometidas”*
- c. *“Tabla tramobt (tramos en baja tensión)”*
- d. *“Tabla tramomt (tramos en media tensión)”*
- e. *“Tabla apoyos”*
- f. *“Tabla retenidas”*
- g. *“Tablas nodobt y nodomt (nodos en baja y media tensión)”*
- h. *“Tabla pararrayos”*
- i. *“Tabla seccionadores”*
- j. *“Tabla subestacion”*
- k. *“Tabla seccionamientos”*
- l. *“Tabla equipos especiales”*
- m. *“Tabla alumbrado”*



n. "Tabla medidores"

3.2.1.1. Concentración de datos

Las tablas antes indicadas contienen un único componente por registro, por lo que son sumamente voluminosas.

Por ejemplo:

- Acometidas: 2,033,839 registros
- Tramos BT: 1,318,606 registros, de los cuales 662,514 son vanos y el resto puentes.
- Tramos MT: 623,788 registros, de los cuales 425,765 son vanos y el resto puentes.
- Nodos BT: 1,323,286 registros
- Nodos MT: 645,411 registros
- Apoyos: 867,248 registros

Esto dificulta su manejo en planillas de cálculo, por lo que para poder procesarlas se procedió a concentrarlas. Se agruparon los registros de todos los componentes de características técnicas descritas con textos idénticos. Para ello se realizaron consultas a la base de datos eliminando de los registros los campos de datos específicos de cada componente individual, tales como coordenadas o códigos de identificación (id), y se los agrupó en registros únicos de iguales características técnicas, vale decir que pudieran ser caracterizados por una misma Unidad Constructiva (UC), calculando para cada registro así unificado un campo suma o cuenta (sum o count) que muestra el total de unidades físicas del mismo. Este proceso se realizó por medio de consultas SQL en la base de datos original entregada por la ENEE y los resultados se exportaron a Excel como hojas de inventario.

3.2.2. Inconsistencias

Luego de revisar y concentrar la información en cada una de las tablas antes indicadas, se detectaron una serie de observaciones o inconsistencias que a continuación se detallan.

3.2.2.1. Tabla de Acometidas

1) Hay 20 acometidas (longitud total 2,988 km) sin conductores.

id_fase_a	conduct_fa	conduct_fa-2	descrip_1	conduct_1	descrip_2	conduct_2	sum	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	48	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	8	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	97	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	148	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	19,717	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	1,215	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	192	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	200	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	28	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	2,444	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	7,950	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	281,496	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	24	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	68	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	112	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	116	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	102,473	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	108,139	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	70	
99999	Sin Identificar	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	2,463,779	
<b>TOTALES</b>							<b>20</b>	<b>2,988,324</b>

- 2) Hay una acometida de longitud nula.
- 3) Hay acometidas monofásicas, bifásicas y trifásicas de conductores multifilares (trenzados o concéntricos) que además de los conductores citados tienen un neutro adicional.

- 4) Hay acometidas monofásicas, bifásicas y trifásicas de conductores simples sin neutro.
- 5) Hay acometidas subterráneas a clientes en 15 kV para las que se han computado conductores de neutro de las mismas características que los de fase.
- 6) Existen diferentes designaciones en los conductores. Por ejemplo, un mismo conductor figura en algunos registros como “Trenzado XLPE-AAC 2 x 3 + 2” y en otros como “CONDUCTOR ALUMINIO TRENZADO AISLADO XLPE-AAC 2 x 3 + 2”.
- 7) Hay acometidas con conductores simples de aluminio para los que además se indica “ACSR” (aluminio/acero).
- 8) Hay acometidas con conductores identificados como “THW”, “THW 600 V”, “AISLADO THW”.
- 9) Hay acometidas con conductores de fase desnudos y conductor de neutro aislado.
- 10) Hay acometidas con cable tipo THW dúplex para las fases y para el neutro.
- 11) En las acometidas con cables trenzados o concéntricos hay registros en los que no coincide el número de hilos consignado con lo indicado en la descripción del conductor (\* x).
- 12) Hay acometidas de conductores simples que para los mismos conductores de fase tienen neutros distintos.

### 3.2.2.2. Tabla de tramos de baja tensión (tramobt)

#### 3.2.2.2.1. Conductores de fase

- 1) En cada registro se indica tensión, que es un dato que no aporta a la determinación de costos, ya que los valores consignados, 13.8 y 34.5, corresponden a MT.
- 2) En cada registro se indica tipo de tramo, dato que tampoco aporta a la determinación de costos.
- 3) Hay 16 tramos (146 km) sin conductores.

tipotramo	est_a	est_b	est_c	descrip_fa	conduct_ne	sum
TRAMO CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	2,057
TRAMO CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	21,521
TRAMO AEREO ABIERTA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	49,489
TRAMO AEREO ABIERTA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	68,491
TRAMO AEREO CONCENTRICA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	14
TRAMO AEREO TRENZADA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	97
TRAMO AEREO TRENZADA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	1,701
TRAMO BAJANTE ABIERTA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	128
TRAMO BAJANTE ABIERTA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	126
TRAMO BAJANTE CONCENTRICA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	21
TRAMO BAJANTE TRENZADA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	49
TRAMO SUBTERRANEO ABIERTA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	54
TRAMO SUBTERRANEO ABIERTA	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	46
TRAMO2 AEREO AMBIENTE LIMPIO SI	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	202
TRAMO2 CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	507
TRAMO2 CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	Sin Identificar	1,321
<b>TOTALES</b>			<b>TOTALES</b>			<b>145,824</b>

- 4) Hay 10 vanos de longitud nula, que corresponden a bajadas.
- 5) Hay 192 tramos (210 km) sin conductores de fase.
- 6) En cada registro se indica el tipo de línea (monofásico o trifásico), pero no se aclara, en el caso de tramos monofásicos, si son de 2 o de 3 hilos, y en el caso de tramos trifásicos si son para distribución en delta o en estrella con neutro.
- 7) Hay tramos de conductores trenzados y/o concéntricos formación \* x 2 indicados como trifásicos.
- 8) Hay tramos de conductores trenzados y/o concéntricos formación \* x 3 indicados como monofásicos.
- 9) Hay tramos trifásicos en los que los calibres de los conductores de las tres fases difieren.

### 3.2.2.2.2. Conductores de neutro

- 1) Hay tramos trifásicos y monofásicos de conductores trenzados y concéntricos que además de los conductores de fase citados tienen un neutro de las mismas características.
- 2) Hay tramos para los que no se especifica el material del conductor de neutro.
- 3) Hay neutros de líneas monofásicas de conductores trenzados y concéntricos.
- 4) Hay tramos de líneas monofásicas de conductores simples sin conductor de neutro.

### 3.2.2.2.3. Conductores piloto

- 1) Hay tramos monofásicos de conductores trenzados que además del conductor citado tienen un piloto de las mismas características.
- 2) Hay tramos de conductores de fase o pilotos de calibres con aislación para 15 y 25 kV.
- 3) Hay tramos para alumbrado público sin piloto.
- 4) Hay tramos para alumbrado público con conductores piloto, pero sin neutro.
- 5) Hay tramos para alumbrado público con piloto y/o neutro de conductor trenzado y/o concéntrico (formaciones \* x 2 o \* x 3).

### 3.2.2.3. Tabla de tramos de media tensión (tramomt)

#### 3.2.2.3.1. Conductores de fase

- 1) Hay seis tramos (3.4 km) sin conductores (conductores sin identificar).

tipotramo	nivelte	descrip_fa	descrip_1	descrip_2	conduct_g	cantida	sum
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	13.8	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	0	891
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	34.5	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	0	1,570
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	0	430
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	0	470
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	13.8	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	0	2
SUBTERRANEO GENERAL	13.8	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	0	8
<b>TOTALES</b>					6		<b>3,371</b>

- 2) Hay 19 tramos (2.3 km) de cables trenzados y concéntricos de BT.
- 3) Hay 44 tramos (16.8 km) de conductores con aislación para BT (THW).

tipotramo	nivelte	descrip_fa	descrip_1	descrip_2	conduct_g	cantida	sum
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	NULL	3	44
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	3	254
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE DESNUDO ACSR 2	NULL	3	51
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	2	80
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	3	37
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	2	145
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	2	58
AEREO AEREO AMBIENTE LIMPIO	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	1	950
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	3	1601
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE DESNUDO ACSR 1/0	NULL	3	13
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	2	5
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE DESNUDO ACSR 2/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE DESNUDO ACSR 2/0	NULL	3	72
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	2	262
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	1	39
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2/0	NULL	3	142
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 4/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 4/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 4/0	NULL	3	1343
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 3/0 x 2	NULL	3	270
AEREO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	NULL	3	349
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE DESNUDO ACSR 1/0	NULL	3	56
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE DESNUDO ACSR 4	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE DESNUDO ACSR 4	NULL	3	44
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	1	34
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	3	1586
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	Sin Identificar	3	86
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	2	260
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	2	777
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	1	6935
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	Sin Identificar	3	668
AEREO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 3/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	2	116
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	NULL	3	24
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	1	2
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	3	4
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	1	5
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	34.5	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 1/0	NULL	2	4
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	34.5	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 2/0	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 2/0	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 2/0	NULL	3	7
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	3	21
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	1	5
DUCTO SUBE O BAJA GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2/0	NULL	2	1
SUBTERRANEO CARCAMO	13.8	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 1/0	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 1/0	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 1/0	NULL	3	68
SUBTERRANEO CARCAMO	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	3	385
SUBTERRANEO CARCAMO	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	CONDUCTOR CIE SIN IDENTIFICAR	NULL	1	28
SUBTERRANEO GENERAL	13.8	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 2	CONDUCTOR COBRE CABLE MONOPOLAR XLPE 15 kv 2/0	CONDUCTOR COBRE CABLE MONOPOLAR XLPE 15 kv 2/0	NULL	3	3
SUBTERRANEO GENERAL	34.5	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 2/0	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 2/0	CONDUCTOR COBRE CABLE AISLADO THW 2/0	NULL	3	19
SUBTERRANEO GENERAL	34.5	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	CONDUCTOR ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	NULL	3	16
SUBTERRANEO GENERAL	34.5	CONDUCTOR COBRE ALAMBRE AISLADO THW 6	CONDUCTOR COBRE ALAMBRE AISLADO THW 6	CONDUCTOR COBRE ALAMBRE AISLADO THW 6	NULL	3	4
<b>TOTALES</b>					44		<b>16,873</b>

- 4) Hay tramos bifásicos y trifásicos en los que los calibres de los conductores de las distintas fases difieren.
- 5) Hay tramos subterráneos con conductores de 25 kV de tensión.

#### 3.2.2.3.2. Cables de guarda

- 1) Hay siete tramos (902 m) con el diámetro de cable sin identificar.

#### 3.2.2.4. Tabla de apoyos

- 1) Hay dos apoyos de 26', dos de 39', dos de 49' y de dos de 59' cuyas longitudes no están incluidas en el listado de precios unitarios de materiales.
- 2) Hay 15,114 apoyos de longitud nula.
- 3) En la base de datos no se especifica la resistencia mecánica o clase de los postes, por lo que es imposible saber a cuál de los distintos postes de una misma longitud incluidos en el listado de precios unitarios de materiales corresponden los postes relevados.
- 4) En la base de datos se identifican postes sencillos, dobles (en H) y triples (en trípode), pero en el listado de precios de materiales sólo hay postes sencillos.
- 5) Hay soportes de fachada que no se encuentran en el listado de precios unitarios de materiales.
- 6) De los 867,248 apoyos de la tabla, 438,392 están asociados a nodos de BT (líneas de BT en postación propia), 138,428 a nodos de MT (líneas de MT en postación propia) y 281,453 a ambos tipos de nodos (líneas de BT en postación de MT compartida), vale decir que han quedado 8,975 apoyos sin asignar a ningún tipo de línea.

Apoyos de líneas BT s/MT	Apoyos de líneas BT	Apoyos de líneas MT	Apoyos sin asignar
281,453	438,392	138,428	8,975

#### 3.2.2.5. Tabla de transformadores

- 1) Hay seis transformadores con potencia nula.

tipoinsta	niveltens	tipoconexi	kva	count
Sin Identificar.	13.8	TRIFASICO - YNyn	0.00E+00	1
Sin Identificar.	13.8	BANCO 2 TRAFOS Dd - FF	0.00E+00	1
Sin Identificar.	13.8	BANCO 3 TRAFOS Dd - FFF	0.00E+00	3
Sin Identificar.	34.5	MONOFASICO - Yyn	0.00E+00	1
<b>TOTAL</b>				<b>6</b>

- 2) Hay 490 transformadores con montaje tipo "PISO" o "JARDIN", los cuales se deberían de describir como tipo "PEDESTAL".
- 3) Hay 87 transformadores con montaje sin identificar.
- 4) Hay transformadores de más de 100 kVA montados con abrazaderas, los cuales deberían de ir montados en otra estructura, por ejemplo, sobre estructuras H.

### 3.2.2.6. Tabla de retenidas

- 1) Hay 24 retenidas sin identificar.
- 2) Hay varios tipos constructivos iguales con distinta descripción.

### 3.2.2.7. Tablas de nodos de media y baja tensión (nodomt y nodobt)

- 1) Hay para cada uno de los apoyos entre 1 y 13 nodos asignados. En la tabla siguiente se muestra lo antes indicado. La primera columna de cada tabla corresponde a la cantidad de nodos que hay por cada apoyo, en la segunda, la cantidad de apoyos que cuentan con la cantidad de nodos correspondientes y finalmente la cantidad de nodos totales para dicha clasificación. Finalmente, se observa que hay un millón trescientos veintitrés doscientos ochenta y seis (1,323,286) nodos de BT, pero sólo setecientos diecinueve mil ochocientos cuarenta y cinco (719,845) apoyos asignados a esa tensión, entre apoyos de líneas de BT puros (438,392) y apoyos compartidos con líneas de MT (281,453).

Nodos BT por apoyo	Cant. Apoyos	Cant. Nodos	Nodos MT por apoyo	Cant. Apoyos	Cant. Nodos
1	213 909	213 909	1	263 157	263 157
2	423 986	847 972	2	99 634	199 268
3	68 878	206 634	3	47 665	142 995
4	11 038	44 152	4	7 741	30 964
5	1 702	8 510	5	1 292	6 460
6	260	1 560	6	266	1 596
7	51	357	7	73	511
8	12	96	8	32	256
9	5	45	9	9	81
12	1	12	10	10	100
13	3	39	11	1	11
TOTAL	719 845	1 323 286	12	1	12
			TOTAL	419 881	645 411

### 3.2.2.8. Tabla pararrayos

Inconsistencias detectadas:

- 1) Hay divergencias entre las tensiones indicadas en el campo “niveltensi” y la citada en la descripción del activo.
- 2) Hay un pararrayos de 34.5 kV “CIE sin identificar”.
- 3) Hay cinco pararrayos de 34.5 kV tipo estación, cuyos precios no están incluidos en el listado de precios unitarios de materiales.

### 3.2.2.9. Tabla seccionadores

- 1) Hay dos seccionadores para 4.16 kV, tensión para la que no hay redes computadas.
- 2) Hay seccionadores de AT: 134 de 69 kV, 236 de 230 kV y 302 de 138 kV.

tension	valorizaci	count
4.16	SECCIONADOR SUBESTACION 4.16	2
69	SECCIONADOR SUBESTACION 69	134
13.8	SECCIONADOR SUBESTACION 13.8	286
230	SECCIONADOR SUBESTACION 230	236
34.5	SECCIONADOR SUBESTACION 34.5	390
138	SECCIONADOR SUBESTACION 138	302
	<b>TOTALES</b>	<b>1,350</b>

### 3.2.2.10. Tabla de subestaciones (subestacion)

El detalle de componentes de las SE (subestación) AT/MT fue informado por la ENEE en el archivo Detalle y valorización SE ENEE.xls.

Inconsistencias detectadas son:

- 1) Las subestaciones EL RETORNO I y II (San Pedro Sula), CERRO DE HULA (Tegucigalpa) y LA ENTRADA (Santa Rosa de Copan) no han sido valorizadas en documento citado. La SE LA ENTRADA, en particular, figura en el documento citado (celda A480) como “Casa de Control, Servicio Propio, Servicios Auxiliares y Banco de Baterías, Caseta de Vigilancia, Comunicaciones y HMI” de la subestación SAN NICOLAS.
- 2) La tabla subestación no incluye la subestación TÉRMICA ALSTHOM, la cual se encuentra valorizada en el documento citado.

### 3.2.2.11. Tabla de seccionamientos

- 1) Hay 35 registros con tensión sin identificar, y en consecuencia imposibles de valorizar.
- 2) Hay 35 registros de tensión no nula con 155 equipos identificados como “En aceite”.

### 3.2.2.12. Tabla de equipos especiales

- 1) Hay catorce 14 registros (24 equipos) para los que se indica una tensión de 138 kV (tensión no prevista ni en el archivo de Valorización UCC ni en el de Precios de Materiales de ENEE).

equipo	nombrestr	potencia	niveltens	count
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN DELTA 3 x 300 KVAR	0	138	5
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN ESTRELLA 3 x 600 KVAR	600	138	2
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN DELTA 3 x 250 KVAR	0	138	1
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN DELTA 3 x 50 KVAR	150	138	1
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN ESTRELLA 3 x 900 KVAR	900	138	1
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN ESTRELLA 3 x 350 KVAR	0	138	1
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN ESTRELLA 3 x 50 KVAR	0	138	4
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN ESTRELLA 3 x 1200 KVAR	1200	138	1
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN DELTA 3 x 100 KVAR	300	138	2
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN DELTA 3 x 400 KVAR	1200	138	1
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN ESTRELLA 3 x 50 KVAR	0	138	1
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN ESTRELLA 3 x 300 KVAR	300	138	2
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN DELTA 3 x 200 KVAR	600	138	1
CONDENSADOR	BANCO DE CONDENSADORES EN DELTA 3 x 150 KVAR	0	138	1
<b>TOTALES</b>				<b>24</b>

2) Hay registros en que no coincide la capacidad total de los bancos de condensadores indicada en el campo *Potencia* con la que surge de su descripción.

### 3.2.2.13. Tabla de alumbrado

1) Hay cuatro registros con 3,084 tipos de luminarias sin identificar.

potencia	tipo_lumin	nombrestr	count
0	ALUMBRADO PUBLICO	ALUMBRADO PUBLICO CIE SIN IDENTIFICAR	7
120	AMPLIFICADOR	ALUMBRADO PUBLICO C.O.P. AMPLIFICADOR 120 W	390
480	FUENTE	ALUMBRADO PUBLICO C.O.P. FUENTE 480 W	1,855
709	FUENTE	ALUMBRADO PUBLICO C.O.P. FUENTE 709 W	832
<b>TOTALES</b>			<b>3,084</b>

### 3.2.2.14. Tabla de medidores

1) No se entiende el significado de “ESPECIAL” en la columna fases.

TARIFA	FASES	SERVICIO	MEDIDOR	MEDICIÓN
101	MONOFASICO	BT RESIDENCIAL HASTA 50 KWH/MES	MONOFASICO	DIRECTA
101	ESPECIAL	BT RESIDENCIAL HASTA 50 KWH/MES	TRIFASICO	DIRECTA
102	MONOFASICO	BT RESIDENCIAL MAS DE 50 KWH/MES	MONOFASICO	DIRECTA
102	TRIFASICO	BT RESIDENCIAL MAS DE 50 KWH/MES	TRIFASICO	DIRECTA
102	ESPECIAL	BT RESIDENCIAL MAS DE 50 KWH/MES	TRIFASICO	DIRECTA
201	MONOFASICO	BT GENERAL	MONOFASICO	DIRECTA
201	ESPECIAL	BT GENERAL	TRIFASICO	DIRECTA
202	MONOFASICO	BT GENERAL	MONOFASICO	DIRECTA
202	TRIFASICO	BT GENERAL	TRIFASICO	DIRECTA
202	ESPECIAL	BT GENERAL	TRIFASICO	DIRECTA
301	TRIFASICO	BT ALUMBRADO	TRIFASICO	DIRECTA
401	ESPECIAL	BT GENERAL	TRIFASICO	INDIRECTA
402	ESPECIAL	BT GENERAL	TRIFASICO	INDIRECTA
501	TODOS	MT 13.8	TRIFASICO	INDIRECTA
502	TODOS	MT 13.8	TRIFASICO	INDIRECTA
601	TODOS	MT 34.5	TRIFASICO	INDIRECTA
602	TODOS	MT 34.5	TRIFASICO	INDIRECTA
701	TODOS	AT	TRIFASICO	INDIRECTA
702	TODOS	AT	TRIFASICO	INDIRECTA
951	TODOS	AT	TRIFASICO	INDIRECTA

## 3.3. Activos no digitalizados

Para estos activos no ha sido posible elaborar un inventario de activos regulatorios eléctricos en los términos del Art. 10 del RT (*activos en operación agrupados en Unidades Constructivas*), dado que se carece de la necesaria información.

### 3.3.1. Procesamiento de la información

La revisión del inventario de estos activos se hizo no por UC sino, en función de la información disponible

para cada conjunto de proyectos, por componentes y/o bloques de obra (en los casos en que se dispuso de información más detallada), o globalmente, por proyecto completo, para el resto (caso de los proyectos informados por la Unidad de Recepción de Proyectos de la Regional CS).

A diferencia de lo ocurrido con los activos digitalizados, por la poca información con la cuenta la ENEE no se pudo, salvo en el caso de las SE MT/BT, hacer un mínimo análisis de consistencia de los datos recibidos, por lo que simplemente se transcribieron los datos recibidos en los documentos listado a las hojas del archivo **“ACTIVOS NO DIGITALIZADOS ENEE.xlsx”**.

## **4. Estudio de Costos de Unidades Constructivas**

Considerando que para el estudio del valor agregado de distribución y cálculo de tarifas al Usuario final es preciso determinar el VNR (valor nuevo de remplazo) de la Base de Activos Regulatorios Eléctricos (BARE), resulta imperativo valorizar con la mayor precisión posible cada elemento componente de dicha base.

### **4.1. Documentación recibida y analizada**

La documentación analizada contempla básicamente la valorización de los activos eléctricos, para esto se analizó y revisó la documentación que presentó la ENEE, que es la siguiente:

1. *“Informe Costos UC Revisado.pdf”*
2. Activos digitalizados:
  - 2.1. *“Valorizacion UUCC.xlsx”*
3. Activos no digitalizados:
  - 3.1. *“Valoriz Act constr por terceros Centro Sur.xlsx”*
  - 3.2. *“Valoriz Act constr.por terceros recibidos en recepcin de proyectos CS.xlsx”*
  - 3.3. *“Valoriz Act constr por Terceros recib en recep de proyectos LA.xlsx”*
  - 3.4. *“Valoriz Act constr por Terceros recib en recepcion de proyectos LA.xlsx”*
  - 3.5. *“Valor Act constr por terceros recibidos en recepcion de proyectos NO.xlsx”*
  - 3.6. *“Valor Act constr por terceros recibidos en subzonas regionales NO.xlsx”*
  - 3.7. *“Valorizacion proyectos FOSODE no incluidos 100% en el GIS.xlsx”*
  - 3.8. *“Detalle y valorizacion SE ENEE.xlsx”*

### **4.2. Valorización de los activos digitalizados**

#### **4.2.1. Documentación de base**

Luego de revisar la información presentada por la ENEE y elaborar el costo de las distintas UC, se presentan las siguientes observaciones y/o inconsistencias:

##### **4.2.1.1. Planilla de Valorización de Unidades Constructivas**

- 1) En la documentación recibida, las UC se valorizan en la plantilla *“Valorización UUCC.xlsx”*, sobre la base, según lo establecido en el RT, del costo total de sus materiales. Tanto los costos de montaje como los



costos indirectos deben ser calculados como porcentajes de aquel. Este documento debería poder vincularse con las planillas de inventario que presentó la ENEE, sin embargo, esto no ocurre.

- 2) El archivo recibido está conformado por una hoja para cada familia de UC prevista en la BD GIS, con excepción de las subestaciones AT/MT, que han sido valorizadas en un archivo propio (“*Detalle y valorización SE ENEE.xls*”), y con la salvedad de que en un par de casos se han agrupado dos o más familias de activos en una misma hoja (Hilos de guarda y Tierras, por un lado, e Interruptores, Pararrayos y Seccionadores, por el otro).
- 3) Los campos “*COSTO MATERIAL US\$*” de todas las hojas del archivo antes indicado contienen valores pegados, sin vínculo alguno con el “CATÁLOGO DE ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS DE LA ENEE DEL 2011” que teóricamente detalla los materiales que integran cada UC.
- 4) No existen vínculos entre la planilla “*Valorización UUCC.xlsx*” y las de inventario y de conformación de las UC.

#### 4.2.1.2. Precios unitarios de materiales

##### Observaciones:

- 1) Los precios unitarios de los materiales se encuentran en la Tabla Nro. 1 del documento “*Informe Costos UC Revisado.pdf*”, en la que cada material, además del precio, tiene asignado un código único que lo identifica.
- 2) Dado que los datos puestos a disposición por la ENEE no se recibieron en formato de planilla de cálculo, de manera de poder vincularlos en los cálculos de costos de las UC, por lo que para realizar los cálculos y revisión de las UC se procedió a digitalizarlos procesando con un OCR el texto del informe citado.

##### Inconsistencias:

Los precios unitarios indicados presentan en algunos casos inconsistencias, tales como:

- 1) Los precios de los cables de aluminio desnudo no guardan relación con su calibre y peso:

Descripción	Unidad	Costo
ALAMBRE DE AMARRE # 4	PIE	0.08
ALAMBRE DE AMARRE # 6	PIE	0.12
ALAMBRE DE AMARRE # 2	PIE	0.12
ALAMBRE DE AMARRE # 2/0	PIE	0.12
ALAMBRE DE AMARRE # 1/0	PIE	0.12
ALAMBRE DE AMARRE # 3/0	PIE	0.12
ALAMBRE DE AMARRE # 4/0	PIE	0.12
ALAMBRE DE AMARRE 556 MCM	PIE	0.12
ALAMBRE DE COBRE FORRADO TW NO.10 AWG	PIE	0.14

Como se observa, hay varios calibres con el mismo costo unitario (inclusive el #6 queda con un costo mayor al #4).

- 2) Lo mismo sucede con los cables de cobre forrados:

Descripción	Unidad	Costo
ALAMBRE DE COBRE FORRADO TW NO.10 AWG	PIE	0.14
ALAMBRE DE COBRE FORRADO TW NO.12 AWG,2 CONDUCT.	PIE	0.07
ALAMBRE DE COBRE FORRADO TW NO.14 AWG	PIE	0.27

Se debería de esperar que el de menor costo sea el conductor #14, seguido por el #12 y el de mayor costo el #10, relación que no se verifica.

#### 4.2.1.3. Catálogo de estructuras de líneas de distribución aéreas de la ENEE del 2011

- 1) Este catálogo, citado como referencia, para determinar la composición de las UC, es en realidad un conjunto de planos en PDF, agrupados por familias de activos, de las estructuras con que se deben caracterizar los activos inventariados.
- 2) Cada plano efectivamente tiene su respectiva lista de materiales, pero estos están identificados con códigos que no guardan relación alguna con los códigos utilizados en la planilla de precios unitarios, lo que sumado al formato (imágenes en PDF) impide que este catálogo pueda ser utilizado directamente para la valorización de las UC.
- 3) Producto de un requerimiento de información, se recibió de parte de la ENEE otro archivo, denominado “Generador de Costos de Estructuras de Distribución.xlsx” que, como su nombre lo indica, permite generar, manualmente, el listado de materiales que integran cada UC, identificados sí (hoja “DESPIECE DE ESTRUCTURAS”) con los mismos códigos de material empleados en la planilla de precios unitarios.

### 4.3. Valorización de los activos no digitalizados

Luego de revisar la información presentada por la ENEE, se presentan las observaciones siguientes:

#### 4.3.1. Información de base

- 1) Los activos no digitalizados no pueden ser computados como UC predefinidas, debido a la falta de información que estos poseen.
- 2) La información que se dispone para calcular los costos de los activos no digitalizados es muy variable, dependiendo del tipo de obra (construcción por terceros, FOSODE o subestaciones), e incluso, en el caso de las obras construidas por terceros.
- 3) Parte de la documentación presentada contiene valores pegados, es decir, sin vínculo alguno. A continuación, se detalla en que parte de esta documentación se encuentran dichos valores:

##### **Activos Centro Sur valorizados:**

- a. Archivo “*Valoriz Act constr por terceros Centro Sur.xlsx*”, hoja “Valorizacion” columna E.
- b. Archivo “*Valoriz Act constr.por terceros recibidos en recepcin de proyectos CS.xlsx*”, hoja “Valorización” columna W.

##### **Activos Litoral Atlántico valorizados:**

- a. Archivo “*Valoriz Act constr por Terceros recib en recep de proyectos LA.xlsx*” hoja “Activos” columna J.
- b. Archivo “*Valoriz Act constr por Terceros recib en recepcion de proyectos LA.xlsx*” hoja “Tela” columna AB, hoja “*Olanchito*” columna AB, hoja “*Tocoa*” columna AB, hoja “*Trujillo*” columna “AB”.

##### **Activos Noroccidental valorizados:**

- a. Archivo “*Valor Act constr por terceros recibidos en recepcion de proyectos. NO.xlsx*”, hoja “UAN” columna AF, hoja “SEP” columna AF, hoja “UAY” columna AF, hoja “UAO” columna AF.
- b. Archivo “*Valor Act constr por terceros recibidos en subzonas regionales NO.xlsx*”, hoja “Hoja1” columna L.

##### **FOSODE:**

Archivo “*Valorizacion proyectos FOSODE no incluidos 100% en el GIS.xlsx*”, hoja “global” columna L.

#### 4.3.1.1. Obras construidas por terceros

##### Información recibida por unidad de proyecto

- a. Subgerencia CS: sólo se indica nombre y descripción de cada proyecto. No se indican para cada proyecto ni los volúmenes ni las características de las obras, por lo que no hay forma de calcular sus costos, de manera que se han respetado los informados por la ENEE.
- b. Subgerencias NO y LA: se detallan para cada proyecto las cantidades de componentes principales:
  - Longitud (m) de Líneas Primarias
  - Longitud (m) de Líneas Secundarias
  - kVA instalados
  - Cantidad de Luminarias
  - Cantidad de Postes

##### Información recibida por unidad regional

Tanto la Subgerencia CS como las Subgerencias NO (subzonas UAN, SEP, UAY y UAO) y LA (subzonas Tela, Olanchito, Tocoa y Trujillo) detallan para cada proyecto las cantidades de componentes principales, discriminándolos además por tipo<sup>1</sup>, según sigue:

- Longitud (m) de Línea Primaria según fases y neutro: 1 F, 2 F, 3 F, N y HG
- Longitud (m) de Línea Secundaria según fases y neutro: 2 F, 3 F y N
- kVA Instalados
- Cantidad de Luminarias según tipo: sodio, mercurio y LED
- Cantidad de Postes según tipo: M-30, M-35, M-40, C-30, C-35 y C-40

#### 4.3.1.2. Proyectos FOSODE

- 1) Para estos proyectos sólo se dispone de la misma información que para los construidos por terceros recibidos por las unidades de proyecto de las subgerencias NO y LA, vale decir que sólo se detallan para cada proyecto las cantidades de componentes principales.
- 2) Sí se indica para cada proyecto qué porcentaje de su costo total estimado ha sido ya incluido en la BD GIS y cuánto falta considerar por fuera de la misma.

#### 4.3.1.3. Subestaciones

##### 4.3.1.3.1. Características técnicas

###### Para cada subestación se detalla:

- 1) Terreno /Pórticos Estructuras metálicas y Cableado de yardas, Obras Civiles (m<sup>2</sup>):

Zonas: I, II, III, IV, V, VI y VII

- 2) Calles, Preparación y Cerco Perimetral (Gl.):

Tipos: A, B, C, D y E

- 3) Casa de Control, Servicio Propio, Servicios Auxiliares y Banco de Baterías, Caseta de Vigilancia, Comunicaciones y HMI (Gl.)

---

<sup>1</sup> La discriminación de componentes que se muestra es típica, variando ligeramente según la fuente de información.

- 4) Alimentadores (Cant.):
  - a) Tensiones (kV): 2.4, 13.8 y 34.5
  - b) Arreglos: sencillo y doble
  - c) Tipos: línea y transformador
- 5) Transformadores (Cant.):
  - a) Tensiones (kV): 69, 138 y 230
  - b) Potencias (MVA): Varias
  - c) Niveles de Tensión Acreditados (kV)<sup>2</sup>: 2.4, 13.8 y 34.5
- 6) Transformadores de Tensión para Instrumentos (Cant.):
  - a) Tensión (kV)<sup>3</sup>: 13.8 y 34.5
- 7) Paneles de control PC&M (Cant.)

#### 4.3.1.3.2. Costos

Los costos que los consultores de la ENEE han utilizado para valorizar las SSEE son:

Obras Civiles (terreno, pórticos, estructuras metálicas y cableado de yardas)

Zona	Unid.	Costo unit. [US\$/m <sup>2</sup> ]
I	m <sup>2</sup>	\$ 272.52
II	m <sup>2</sup>	\$ 200.80
III	m <sup>2</sup>	\$ 172.12
IV	m <sup>2</sup>	\$ 143.43
V	m <sup>2</sup>	\$ 114.74
VI	m <sup>2</sup>	\$ 114.74
VII	m <sup>2</sup>	\$ 114.74

Calles, preparación y cerco perimetral (Gl.)

Tipo SE	Costo Total [US\$]
A	\$ 562,500.00
B	\$ 460,800.00
C	\$ 352,000.00
D	\$ 318,500.00
E	\$ 250,000.00

<sup>2</sup> Entendemos que en la celda 0411, correspondiente a la SE de 50 MVA, 230/34.5 kV *Amarateca*, donde seguramente por error se indica 69 debe leerse 34.5.

<sup>3</sup> Entendemos que el transformador de tensión de 230 kV que figura (con cantidad igual a cero) en la celda R442 correspondiente a la SE Victoria, que sólo tiene un transformador de 50 MVA relación 138/13.8 kV, está listado allí por error.

Casa de control, servicio propio, servicios auxiliares y banco de baterías, caseta de vigilancia, comunicaciones y HMI (Gl.): USD 1,053,000.

### Alimentadores

Tensión [kV]	Tipo	Arreglo	Precio unit. [US\$]
2.4	Transformador	Sencilla	\$ 58,307.89
13.8	Línea	Doble	\$ 170,771.72
13.8	Línea	Sencilla	\$ 155,298.48
13.8	Transformador	Sencilla	\$ 83,835.94
34.5	Línea	Doble	\$ 185,638.10
34.5	Línea	Sencilla	\$ 173,213.58
34.5	Transformador	Sencilla	\$ 76,098.71

### Transformadores de potencia

Transformador	Tensión [kV]			Potencia [kVA]	Precio Unit. [US\$]
	Primari	Secunda	Terciari		
34.5/2.4kV, 3x1.25MVA	34.5	2.4		3.75	\$ 342,148.54
34.5/2.4kV, 13.44MVA	34.5	2.4		13.44	\$ 460,205.01
69/13.8kV, 12.5MVA	69	13.8		12.5	\$ 432,001.00
69/13.8kV, 25MVA	69	13.8		25	\$ 601,044.00
69/13.8kV, 41.5MVA	69	13.8		41.5	\$ 997,733.04
<b>69/13.8kV, 50MVA</b>	<b>69</b>	<b>13.8</b>		<b>50</b>	<b>\$ 498,866.52</b>
69/34.5kV, 6.25MVA	69	34.5		6.25	\$ 372,607.00
69/34.5kV, 12.5MVA	69	34.5		12.5	\$ 448,753.00
69/34.5kV, 25MVA	69	34.5		25	\$ 522,125.33
69/34.5kV, 30MVA	69	34.5		30	\$ 692,974.00
69/34.5/13.8kV, 12.5MVA	69	34.5	13.8	12.5	\$ 847,080.86
69/34.5/13.8kV, 28.75MVA	69	34.5	13.8	28.75	\$ 847,080.86
138/13.8kV, 25MVA	138	13.8		25	\$ 548,789.09
138/13.8kV, 41.75MVA	138	13.8		41.75	\$ 756,187.13
138/13.8kV, 50MVA	138	13.8		50	\$ 768,435.56
138/34.5kV, 8.33MVA	138	34.5		8.33	\$ 403,196.00
138/34.5kV, 12.5MVA	138	34.5		12.5	\$ 409,461.00
138/34.5kV, 14.4MVA	138	34.5		14.4	\$ 412,316.00
138/34.5kV, 14.5MVA	138	34.5		14.5	\$ 412,467.00
138/34.5kV, 25MVA	138	34.5		25	\$ 563,479.00
138/34.5kV, 50MVA	138	34.5		50	\$ 877,826.67
138/34.5/13.8kV, 36.6MVA	138	34.5	13.8	36.6	\$ 1,200,600.00
138/69/13.8kV, 50MVA	138	69	13.8	50	\$ 1,785,000.00
230/13.8kV, 44MVA	230	13.8		44	\$ 707,000.00
230/34.5kV, 20MVA	230	34.5		20	\$ 400,070.00
230/34.5kV, 40MVA	230	34.5		40	\$ 698,445.00
230/34.5kV, 50MVA	230	34.5		50	\$ 956,554.00
230/34.5kV, 60MVA	230	34.5		60	\$ 698,445.00
230/34.5/13.8kV, 40MVA	230	34.5	13.8	40	\$ 698,445.00

Como puede observarse, es inconsistente el costo considerado para los transformadores de 50 MVA, relación 69/13.8 kV de la SE Bermejo, a menos que el costo resaltado corresponda a una sola unidad.

### Transformadores de tensión para Instrumentos y paneles de control y medición

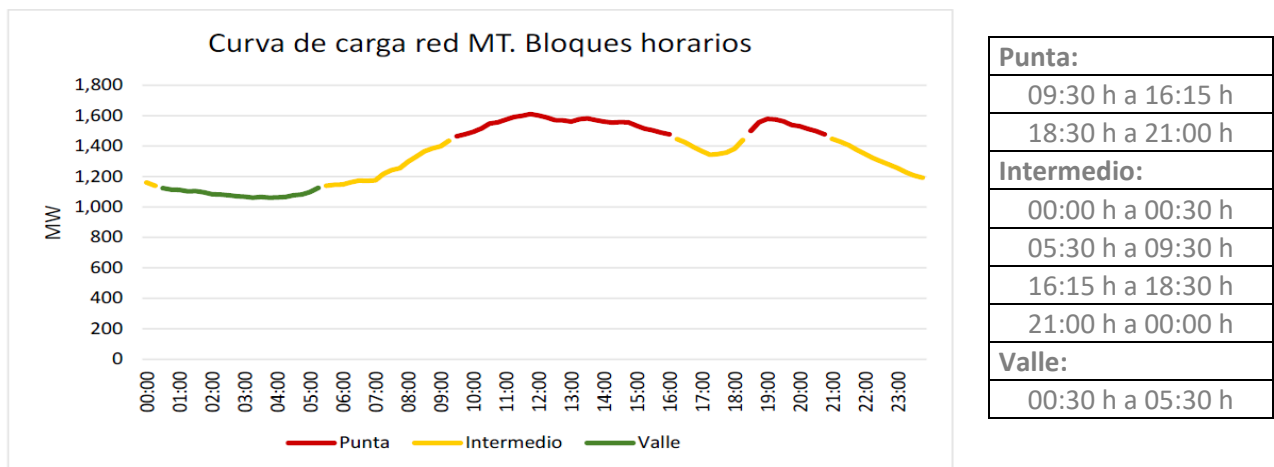
Equipo	Tensión [kV]	Precio Unit. [US\$]
PC&M	1	\$ 115,000.00
TV	13.8	\$ 22,187.13
TV	34.5	\$ 34,313.85

#### 4.3.1.3.3. SE AT/MT

Los únicos activos que no pueden ser asociados a UC típicas de redes de BT y MT son las SE AT/MT, compuestas por instalaciones totalmente distintas y específicas de sistemas de transmisión. Por otro lado, la ENEE no suministró especificación técnica alguna de esas instalaciones que permita su valorización.

### 5. Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD)

En seguimiento al análisis presentado en el informe preliminar se puede concluir que los bloques horarios obtenidos presentan plena coherencia con aquellos horarios indicados en el Art. 92 del RT para el tipo de día más predominante que es el día laborable. En función de lo anterior y con base en los análisis realizados por esta Comisión, se concluye que los bloques horarios propuestos se pueden utilizar para realizar la propuesta de la estructura tarifaria. A continuación, se presenta tanto de manera gráfica como numérica dichos bloques.



**Figura 2:** Bloques horarios propuestos por la ENEE

Por otro lado, en la siguiente tabla se presentan para cada categoría tarifaria los factores de carga y de coincidencia.

Categoría-Bloque consumo	Factor de carga	Factor Simultaneidad Externa. Coincidente con MT	Factor Simultaneidad Externa. Coincidente con BT
<b>BT Residencial</b>			
0-150	0.7936	0.7259	0.8153
150-300	0.7850	0.7591	0.8317
300-500	0.7825	0.7504	0.8190
más 500	0.8087	0.7746	0.8360
<b>Total BT Residencial</b>	<b>0.7933</b>	<b>0.7505</b>	<b>0.8262</b>
<b>BT General</b>			
0-150	0.6183	0.8862	0.8695
150-300	0.8048	0.7944	0.8641
300-500	0.6110	0.9246	0.9392
más 500	0.6265	0.9342	0.9790
<b>Total BT General</b>	<b>0.6331</b>	<b>0.9354</b>	<b>0.9787</b>
<b>AP</b>			
<b>Total AP</b>	<b>0.4792</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>
<b>MT</b>			
<b>Total Tarifas MT</b>	<b>0.8335</b>	<b>0.9501</b>	

**Figura 3:** Factores de carga y coincidencia propuestos por la ENEE

## 6. Estudio de Balance de Energía y Potencia (BEP)

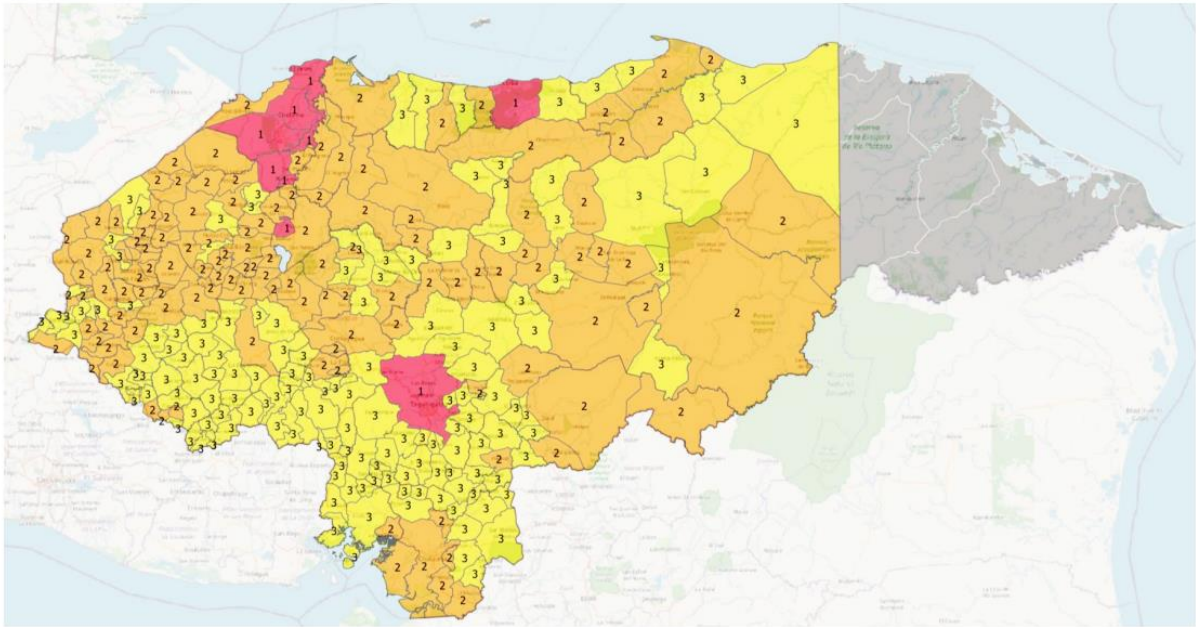
A lo que respecta al estudio de balance de energía y potencia que ha presentado la ENEE mediante su consultor, se presentan las observaciones siguientes:

- 1) Pérdidas en transformación- subestaciones AT/MT: El porcentaje de pérdidas de estas subestaciones resulta llamativamente alto. En general las pérdidas suelen estar en el orden de 0.5% en AT/MT. Valores de 2.34% tal como el informado por la ENEE, suele tenerse en sistemas donde el distribuidor presenta sumadas la pérdida en líneas de AT y la transformación AT/MT. Para verificar este dato la CREE solicitó a la ENEE que presentara un mayor detalle sobre lo informado, dicha empresa indicó que las pérdidas las obtuvo como el promedio de perdidas entre dos subestaciones (Las Flores y Morazán). En función de lo anterior, se observa claramente que el porcentaje de pérdidas calculado por la ENEE no representa una muestra significativa que permita representar las perdidas técnicas de las subestaciones que esta posee, envista que actualmente la ENEE cuenta con aproximadamente 77 subestaciones de AT/MT.
- 2) Pérdidas en transformación- subestaciones MT/BT: La información de respaldo que utilizó la ENEE carece de sustentos técnicos (datos de placa característicos de cada unidad o referencias bibliográficas).
- 3) Pérdidas en medidores: Según el informe presentado, las pérdidas en medidores surgen de asumir una pérdida típica de 3 W por medidor, que multiplicada por la cantidad de medidores permite estimar la pérdida de potencia. La pérdida de energía se obtiene de multiplicar esta pérdida de potencia por la cantidad de horas del año. Esto es correcto y asume que el 100% de los medidores es del tipo digital. Sin embargo, de acuerdo con las especificaciones técnicas de los catálogos consultados, los medidores digitales presentan consumos propios del orden de 1 W, es decir, la tercera parte de lo asumido por la ENEE, por lo que esta empresa debe revisar y justifica las pérdidas propuestas para este equipo, y en caso de proceder, corregir la propuesta presentada ante esta Comisión.

## 7. Estudio de Zonas de distribución típica (ZDT)

La ENEE con base en el artículo 24 del Reglamento de Tarifas, ha logrado elaborar una propuesta de

zonificación, la cual consta de tres zonas, que se clasifican en alta, media y baja densidad, para esto ha utilizado indicadores de densidad normalizados. A continuación, se presentan por departamento dichas zonas de distribución típicas. El número 1, representa zona de alta densidad; el número 2, zona de media densidad y finalmente el número 3, representa zona de baja densidad.



**Figura 4:** Zonas de distribución típica propuestas por la ENEE

Con base en la propuesta que ha presentado la ENEE y el análisis que ha realizado la CREE, se concluye que esta propuesta cumple con lo establecido en el Reglamento de Tarifas, por lo tanto, estas zonas podrán ser las que se utilizarán para realizar la propuesta tarifaria de la ENEE.