



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de análisis de estudios tarifarios

**Preparado por la Comisión Reguladora de Energía
Eléctrica (CREE)**

Tegucigalpa, M.D.C., enero de 2022

Antecedentes

- I. 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.
- II. 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.
- III. 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.
- IV. 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.
- V. 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.
- VI. 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"*.
- VII. 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.
- VIII. 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"*.
- IX. Finalmente, 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.

1. Introducción

El presente documento tiene por objeto efectuar un análisis inicial de los estudios que debe presentar la ENEE, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 10 del Reglamento de Tarifas que dice:

“Artículo 10. Inicio del procedimiento de Cálculo Tarifario. Con una antelación no menor a ocho (8) meses de la Fecha de Referencia, la Empresa Distribuidora deberá presentar a la CREE para su aprobación los siguientes estudios, con sus respectivas memorias de cálculo:

- 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.”

2. Estudio de Inventarios 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, en archivos Excel aquellos que no han sido digitalizados.

2.1 Documentación recibida y analizada

1. *Informe Inventario Activos Eléctricos Revisado.pdf*

2. Activos digitalizados:

2.1. *Informacion GIS.zip:*

2.1.1. *Interfaz_20210331.gdb*

2.1.2. *Honduras_Marzo.backup*

2.1.3. *Honduras_RedBaja_part2. backup*

3. Activos no digitalizados:

3.1. *Activos constr por terceros recibidos en recepción de proyectos-Centro Sur.xlsx*

3.2. *Activos constr por terceros recibidos en subzonas regionales-Centro Sur.xlsx*

3.3. *Activos constr por Terceros recibidos en recepcion de proyectos LA.xlsx*

3.4. *Activos constr por Terceros recibidos en subzonas regionales LA.xlsx*

3.5. *Activos constr por terceros recibidos en recepción de proyectos NO.xlsx*

3.6. *Activos constr por terceros recibidos en subzonas regionales NO.xlsx.xlsx*

3.7. *Proyectos FOSODE no incluidos 100% en el GIS.xlsx*

3.8. *Detalle SE ENEE.xls*

2.2 Análisis de la información recibida

Las tablas originales 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

A continuación, 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	
Departamento	Longitud [Km]	Departamento	Longitud [Km]
Atlántida	283.02	Atlántida	1 590.65
Choluteca	55.41	Choluteca	1 919.38
Colón	9.15	Colón	1 151.12
Comayagua	528.22	Comayagua	2 044.06
Copán	157.57	Copán	1 286.71
Cortés	978.06	Cortés	4 167.83
El Paraiso	308.51	El Paraiso	1 434.95
Francisco Morazán	2 070.70	Francisco Morazán	4 179.56
Intibuca	46.06	Intibuca	1 240.52
La Paz	17.15	La Paz	1 113.91
Lempira	171.13	Lempira	1 316.01
Ocotepeque	78.81	Ocotepeque	726.00
Olancho	71.25	Olancho	1 899.95
Santa Barbara	183.67	Santa Barbara	1 911.66
Valle	205.88	Valle	958.96
Yoro	27.23	Yoro	2 079.42
Sin Descripcion	28 323.47	Sin Descripcion	445.49
Total	33 515.28	Total	29 466.20

Acometidas			
Departamento	Longitud [m]	Cantidad	Long Media [m]
Atlántida	2 401 330.91	111 510	21.53
Choluteca	2 619 437.91	107 529	24.36
Colón	1 401 871.95	72 003	19.47
Comayagua	3 208 419.42	122 050	26.29
Copán	2 350 223.37	93 309	25.19
Cortés	8 397 517.92	437 139	19.21
El Paraiso	1 756 401.14	81 190	21.63
Francisco Morazán	7 804 139.14	385 398	20.25
Intibuca	1 273 502.60	41 176	30.93
La Paz	924 218.08	37 525	24.63
Lempira	1 895 689.43	63 562	29.82
Ocotepeque	947 976.85	44 129	21.48
Olancho	2 372 552.79	102 170	23.22
Santa Barbara	2 621 520.34	116 711	22.46
Valle	1 201 478.51	46 150	26.03
Yoro	2 758 242.84	135 449	20.36
Sin Descripcion	700 679.34	11 292	62.05
Total	44 635 202.54	2 008 292	22.23

Clientes		Medidores	
Departamento	Clientes	Departamento	Medidores
Atlántida	122 758	ATLANTIDA	92 286
Choluteca	113 031	CHOLUTECA	75 150
Colón	81 112	COLON	58 276
Comayagua	133 384	COMAYAGUA	100 261
Copán	103 660	COPAN	59 596
Cortés	480 111	CORTES	288 580
El Paraiso	86 949	EL PARAISO	63 039
Francisco Morazán	406 092	FRANCISCO MORAZAN	315 300
Intibuca	45 535	GEOGRAFICO	221 056
La Paz	40 239	INTIBUCA	30 225
Lempira	70 014	LA PAZ	29 076
Ocotepeque	47 455	LEMPIRA	32 604
Olancho	110 901	OCOTEPEQUE	33 194
Santa Barbara	126 220	OLANCHO	76 498
Valle	48 686	SANTA BARBARA	80 869
Yoro	152 429	VALLE	31 666
Sin Descripcion	26	YORO	107 495
		SIN DESCRIPCION	281 126
Total	2 168 602	TOTAL	1 976 297

Se realizaron revisiones en cada una de las tablas presentes en el Sistema GIS de la ENEE, con el objetivo de corroborar que la información presentada sea congruente y refleje la realidad de la empresa.

En el Anexo 1 “METODOLOGÍA, CÁLCULO Y RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN DISTRIBUCIÓN” del informe del Balance de Energía y Potencia se especifican las siguientes cantidades:

La red de distribución eléctrica en Honduras cuenta con 33,587 KM en Media Tensión (13.8 KV y 34.5 KV) y 29,506 Km en su red de Baja Tensión sin contabilizar las acometidas, que totalizan aproximadamente 45,324 Km¹.

Estos valores, resultan en el orden de aquellos obtenidos a partir de las consultas realizadas en las bases de datos de inventario de activos.

Los activos inventariados en la BD GIS han sido caracterizados para su valorización como UCC (unidad constructiva) estándar y clasificados (Tablas Tbl_*), para facilitar su identificación, en las familias que se detallan a continuación:

1. 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*

2. 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, se corresponde con una familia homóloga de unidades constructivas, cuyos componentes se encuentran valorizados en el archivo *Valorización UUCC.xlsx*. Pero para asegurar la correspondencia biunívoca entre cada tipo de componente de la BD GIS y la unidad constructiva que lo caracteriza, es necesario poder identificarlos inequívocamente tanto en la base de datos como en la planilla de cálculo donde se lo valoriza, lo cual no sucede.

Para evitar confusiones debería o bien poder combinarse en cada documento los textos de todos los campos que definen cada componente en un texto único común a ambos, o bien, como es usual, asignarles un campo adicional en cada documento con un código único de UC que permita relacionar ambas bases de datos.

2.3 Resultados de la revisión

En el curso de la revisión llevada a cabo, se detectó lo siguiente:

1. Se observan datos incompletos.
2. Se detectaron algunas inconsistencias en las siguientes tablas:
 - a. Tablas de conductores
 - b. Tabla de Acometidas
 - c. Tabla tramobt
 - i. Conductores de fase
 - ii. Conductores de neutro
 - iii. Conductores piloto
 - iv. Conductores de fase
 - v. Cables de guarda
 - d. Tabla apoyos
 - e. Tablas retenidas
 - f. Tablas nodobt y nodomt
 - g. Tabla pararrayos
 - h. Tabla seccionadores
 - i. Tabla subestación
 - j. Tabla seccionamientos
 - k. Tabla equipos especiales
 - l. Tabla alumbrado
 - m. Tabla medidores
 - n. Tabla clientes

3. 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 (ARE), resulta imperativo valorizar con la mayor precisión posible cada elemento componente de dicha Base.

Esto ha sido efectuado por la ENEE con la metodología siguiente:

1. Dado que en su mayor parte cada activo de distribución a valorizar se encuentra georreferenciado y digitalizado, estos activos han sido incluidos en una base de datos GIS (*BD GIS*), y se los ha valorizado caracterizándolos con unidades constructivas estándar típicas.
2. Existen, no obstante, algunos proyectos en servicio aún no digitalizados o digitalizados sólo en forma parcial, que son:
 - a) Proyectos varios construidos por terceros y recibidos sea por las unidades de recepción de proyectos de cada subgerencia regional, sea por las distintas subzonas regionales de dichas gerencias,
 - b) Parte de los proyectos del FOSODE,
 - c) Instalaciones pertenecientes a subestaciones transformadoras AT/MT que, por el acuerdo de partición de la ENEE en una empresa de transmisión y una de distribución, quedaron bajo jurisdicción de ENEE Distribución.

Estos activos aún no digitalizados han sido valorizados en planillas de cálculo ad-hoc.

3.1 Documentación recibida y analizada

La documentación analizada cubre dos aspectos:

- a) El inventario de los activos regulatorios eléctricos a valorizar (la información de este módulo, dada su relación con las UUCC, se trata parcialmente como parte del módulo analizado de las UUCC).
- b) La valorización en sí de dichos activos.

Se recibió y analizó la siguiente documentación:

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*

3.2 Análisis de los activos digitalizados

3.2.1 Planilla de Unidades Constructivas

En la documentación recibida las UCC se valorizan en la planilla *Valorización UCC.xlsx*, sobre la base, según lo establecido en el Reglamento de Tarifas, del costo de sus materiales (tanto los costos de montaje como los indirectos deben ser calculados como porcentajes de este).

Este archivo está conformado por una hoja para cada familia de UCC prevista en la BD GIS, con excepción de las subestaciones AT/MT, que han sido valorizadas en un archivo propio (*Detalle y valorizacion 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).

3.2.1.1 Resultados de la revisión

- La única clave para identificar las UCC a efectos de asociarlas con el inventario es el texto consignado en la columna *Descripción*, excepto en el caso de las UCC de alumbrado, para las que se ha previsto además el campo *Tipo*, que en general sólo repite parte de la descripción.
- Las UCC de alumbrado corresponden en general sólo a luminarias, salvo dos (2), asignadas a fuentes, que por su escaso impacto en el VNR han sido ignoradas.
- En los casos de UCC correspondientes a medidores y a retenidas se ha previsto además un campo *Cantidad*, pero los totales resultantes de sumar las cifras allí indicadas no coinciden en general con las que surgen de las respectivas tablas de la BD GIS. En el caso de medidores, por ejemplo, la suma de las UCC de la planilla de valorización es de un millón novecientos once mil setecientos diez (1,911,710) unidades, mientras que el total digitalizado es de dos millones novecientos cuarenta y nueve (2,000,949) unidades.
- El costo de materiales de cada UC indicado en las planillas del archivo *Valorización UCC.xlsx* es su costo total (suma de los costos de todos sus materiales), que es el utilizado luego para calcular, aplicándole los porcentajes asignados a cada familia, los costos de mano de obra, equipos y transporte y costos indirectos y poder así llegar al costo unitario total de cada UC.
- El desglose detallado de componentes, según lo dicho en el informe presentado, se encuentra en el “*Catálogo de Estructuras de Líneas de Distribución Aéreas de La ENEE del 2011*”, citado como

referencia, para determinar la composición de las UUCC, dicho catálogo 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.

- Cada plano efectivamente tiene su respectiva lista de materiales, pero lamentablemente 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 UUCC.
- 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 (hoja “DESPIECE DE ESTRUCTURAS”) con los mismos códigos de material empleados en la planilla de precios unitarios.

3.2.2 Costos de materiales

Los costos unitarios de los materiales que componen cada UC son los que se indican en los campos *COSTO MATERIAL US\$* de cada hoja de la planilla en análisis.

Estos valores deberían ser sin duda la suma de los costos de todos los materiales que integran la UC, según lo indicado en el documento *Informe Costos UC Revisado.pdf*¹.

3.2.2.1 Resultados de la revisión

Al intentar verificar los costos de las UUCC indicados en la planilla *Valorización UUCC.xlsx*, encontramos que en los campos *COSTO MATERIAL US\$* de todas las hojas sólo hay números pegados, sin vínculo alguno con el listado de precios unitarios de materiales obrante en la Tabla Nro. 1, *Detalle y costos de los elementos constitutivos de las UCs* del documento *Informe Costos UC Revisado.pdf* (tabla de la que no hemos recibido copia en forma de planilla de cálculo). En el proceso de revisión se detectaron inconsistencias entre los costos de materiales pegados.

Por ejemplo:

- En la fila 2 de la hoja *HILO GUARDA Y TIERRA* del archivo *Valorización de las UUCC.xlsx* se indica para el componente *CABLE DE GUARDA ACERO GALVANIZADO 1/4"* un costo de materiales de 0.32 US\$/mts, mientras que para el material que parecería corresponder a la descripción (material código *007-031-016-1, CABLE ACERADO DE ¼", 7 HILOS, TIPO A*) de la Tabla Nro. 1 citada se indica un costo de 0,18 US\$/pie, vale decir 0.59 US\$/mts.

¹ “La definición de la UC en cuanto a identificación y conformación física, está establecida en el “CATÁLOGO DE ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS DE LA ENEE DEL 2011”. A partir de lo allí definido, es posible identificar los materiales que componen cada UC y de esa manera determinar el costo en concepto de materiales de las UC a partir del costo de los elementos individuales que las integran.” (informe citado, página 7).

- En la fila 2 de la hoja *EQUIPOS_ESPECIALES* del mismo archivo se indica para el componente *BANCO CAPACITORES 13.8 kV 3 x 300 KVAR* un costo de materiales de 18,664.17 US\$, mientras que para el material que parecería corresponder a la descripción (material código *052-063-064-9, BANCO DE CAPACITORES 300 KVAR,13.8/7.97 KV.*) en la tabla se indica un costo de 0,00 US\$ por unidad.
- En la fila 3 de la misma hoja se indica para el componente *BANCO CAPACITORES 13.8 kV 3 x 450 KVAR* un costo de materiales de 19,142.74 US\$, mientras que para el material que parecería corresponder a la descripción (material código *052-063-035-3, BANCO DE CAPACITORES 450 KVAR,13.8 KV.*) en la tabla se indica un costo de 1,542.68 US\$ por unidad (o sea de 4 628.04 US\$ para el banco completo, sin contar accesorios).

Cabe agregar que los precios unitarios indicados también presentan inconsistencias.

3.2.3 Costos porcentuales

3.2.3.1 Costos de montaje

La tabla que sigue muestra, para cada familia de UUCC prevista para caracterizar el inventario, los porcentajes considerados sobre costo de materiales tanto para el montaje (mano de obra y equipos) como para costos indirectos.

FAMILIAS DE UUCC	COSTOS DIRECTOS			COSTOS INDIRECTOS
	MANO DE OBRA	EQUIPOS Y TRANSPORTE	TOTAL MONTAJE	
ACOMETIDAS	22.2%	36.5%	58.7%	15.0%
TRAMOS BT (CONDUCTORES DE FASE)	17.0%	52.0%	69.0%	15.0%
TRAMOS BT (PILOTOS AP)	17.0%	52.0%	69.0%	15.0%
TRAMOS BT (NEUTROS)	17.0%	52.0%	69.0%	15.0%
TRAMOS MT (CONDUCTORES DE FASE)	45.0%	16.8%	61.8%	15.0%
TRAMOS MT (HILOS DE GUARDA)	45.0%	16.8%	61.8%	15.0%
TIERRAS	45.0%	16.8%	61.8%	15.0%
NODOS MT	45.0%	16.9%	61.9%	15.0%
NODOS BT	17.0%	52.0%	69.0%	15.0%
ALUMBRADO PÚBLICO	17.0%	52.0%	69.0%	15.0%
EQUIPOS ESPECIALES	2.2%	3.8%	6.0%	15.0%
EQUIPOS SECCIONAMIENTO	2.4%	2.6%	5.0%	15.0%
INTERRUPTORES	2.4%	2.6%	5.0%	15.0%
PARARRAYOS	2.4%	2.6%	5.0%	15.0%
SECCIONADORES	2.4%	2.6%	5.0%	15.0%
MEDIDORES	17.0%	39.0%	56.0%	10.0%
POSTES	39.0%	16.8%	55.8%	15.0%
RETENIDAS	45.0%	16.8%	61.8%	15.0%
TRANSFORMADORES	4.9%	5.5%	10.4%	15.0%

Cabe aclarar que el costo de transporte citado corresponde sólo al movimiento de materiales desde los depósitos del Contratista hasta el sitio de las obras.

3.2.3.2 Costos indirectos

Para todas las familias de UCC se ha previsto un porcentaje único de costos indirectos (15% sobre costo de materiales). Según el informe, este porcentaje cubre los costos de *contingencias, almacenamiento y administración*, costos estos todos correspondientes al propietario de las obras.

3.3 Análisis de los activos no digitalizados

Los activos no digitalizados no han sido valorizados asimilándolos a UCC predefinidas, sino que sólo se han consignado sus costos totales, sin discriminar composición (costos directos e indirectos).

Estos valores han sido incluidos además en sus respectivas planillas como números pegados, sin vinculación con archivos de referencia ni sustento alguno, por lo que resulta difícil verificar estos valores.

La información de que se dispone para validar estos costos 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, de la subgerencia regional que la recibió y, para una misma subgerencia, de la unidad que la recibió.

3.3.1 Obras construidas por terceros

1. Recibidas por unidades de proyectos

- a) **Subgerencia CS (Centro Sur):** 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 verificar la razonabilidad de los costos asignados, a menos que sean el resultado de una licitación competitiva llamada por el tercero donante, o la suma auditable de costos de obras hechas por administración.

- b) **Subgerencias NO (Nor Occidental) y LA (Litoral Atlántico):** se detallan al menos para cada proyecto las cantidades de componentes principales:

- Longitud (m) de Línea Primaria
- Longitud (m) de Línea Secundaria
- kVA instalados
- Cantidad de Luminarias
- Cantidad de Postes

2. Recibidas por unidades regionales

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 tipo², según sigue:

² La discriminación de componentes que se muestra es típica, variando ligeramente según la fuente de información.

- a) Longitud (m) de Línea Primaria según fases y neutro:
 - 1 F
 - 2 F
 - 3 F
 - N
 - HG

- b) Longitud (m) de Línea Secundaria según fases y neutro:
 - 2 F
 - 3 F
 - N

- c) kVA Instalados

- d) Cantidad de Luminarias según tipo:
 - Sodio
 - Mercurio
 - LED

- e) Cantidad de Postes según tipo:
 - M-30
 - M-35
 - M-40
 - C-30
 - C-35
 - C-40

3.3.2 Proyectos FOSODE

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.

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.

3.3.3 Subestaciones

3.3.3.1 Características técnicas

Para cada subestación se detalla:

- 1) Terreno /Pórticos Estructuras metálicas y Cableado de yardas, Obras Civiles (m²):

- Zonas:
 - I
 - II
 - III
 - IV
 - V
 - VI
 - VII
- 2) Calles, Preparación y Cerco Perimetral (Gl.):
- Tipos:
 - A
 - B
 - C
 - D
 - E
- 3) Casa de Control, Servicio Propio, Servicios Auxiliares y Banco de Baterías, Caseta de Vigilancia, Comunicaciones y HMI (Gl.)
- 4) Alimentadores (Cant.):
- a) Tensiones (kV):
 - 2.4
 - 34.5
 - 13.8
 - b) Arreglos:
 - Sencillo
 - Doble
 - c) Tipos:
 - Línea
 - Transformador
- 5) Transformadores (Cant.):
- Tensiones (kV):
 - 69
 - 138
 - 230
 - Potencias (MVA):
 - Varias

- Niveles de Tensión Acreditados (kV)³:
 - 2.4
 - 34.5
 - 13.8

Transformadores de Tensión para Instrumentos (Cant.):

- Tensión (kV)⁴:
 - 13.8
 - 34.5

6) Paneles de control PC&M (Cant.)

3.3.3.2 Resultados de la revisión

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

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

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

2) 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

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

³ Entendemos que en la celda *O411*, correspondiente a la SE de 50 MVA, 230/34.5 kV *Amarateca*, donde seguramente por error se indica *69* debe leerse *34.5*.

⁴ 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.

4) 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

5) 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
69/13.8kV, 50MVA	69	13.8		50	\$ 498,866.52
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.

6) 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. Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD)

Mediante los estudios de caracterización de la demanda (ECD) se obtiene información del mercado servido, que permite identificar la responsabilidad que cada categoría de clientes tiene en el uso de las instalaciones del distribuidor, permitiendo, entre otros usos, disponer de información para establecer la contribución de cada grupo de usuarios en el uso de las instalaciones de la red.

Los datos necesarios para poder determinar esta responsabilidad se basan en registros de potencia y consumos de energía de los distintos usuarios de la red, información que en general no está disponible para todas las categorías de usuarios debido al tipo de medidores y medición con que cuentan. Es por ello que debe recurrirse a los estudios de caracterización de cargas, estudios a través de los cuales se implementan levantamientos de campo cuyo procesamiento permite conocer los patrones de consumo de los clientes.

La información que se revela a través de estos estudios también contribuye en módulos tales como:

- Caracterizar el comportamiento del sistema eléctrico de la empresa.
- Diseño de tarifas.
- Planeamiento y dimensionamiento de los sistemas de distribución.
- Reproducción de movimientos de energía y potencia en los distintos niveles de tensión.
- Fundamentar estudios y programas de eficiencia energética.
- Estudios de pérdidas.

4.1 Información recibida

La ENEE con el fin de respaldar el estudio de caracterización de la demanda realizado por sus consultores ha presentado ante la CREE la información siguiente.

- Informe de estudios de caracterización de la demanda
- BD.xlsx
- BEP.xlsx
- Estratos.xlsx
- CURVA DE DEMANDA ABRIL 2019.xlsx

4.2 Análisis general de la información recibida

Producto del análisis y revisión que ha realizado la CREE en conjunto con su consultor al estudio de caracterización de la demanda, permite señalar los siguientes comentarios.

En el Reglamento de Tarifas (RT) son definidos los siguientes bloques horarios hasta que se realice el ECD:

Clase de Día	Período de Punta		Período Intermedio		Período de Valle	
	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario
Laborable	10	10 a 16 18 a 22	9	5 a 10 16 a 18 22 a 24	5	0 a 5
Sábado	2	12 a 13 19 a 20	16	6 a 12 13 a 19 20 a 24	6	0 a 6
Domingo o Feriado	0		8	11 a 13 17 a 23	16	0 a 11 13 a 17 23 a 24

En el art. 60 del RT se indican los criterios a considerar para determinar las horas que corresponden a cada bloque horario:

- Punta: es el período de carga máxima (p) representado por las horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 90% de la potencia máxima.
- Intermedio: es el período de carga media (i) representado por las horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 70% y menor o igual al 90% de la potencia máxima.
- Valle: es el período de carga mínima (v) representado por las demás horas del día no consideradas en los períodos de punta e intermedio.

De acuerdo con el informe que elaborado por los consultores de la ENEE se obtienen los siguientes bloques horarios:

- Punta:
 - 09:30 hs a 16:15 hs
 - 18:30 hs a 21:00 hs
- Intermedio:
 - 00:00 hs a 00:30 hs
 - 05:30 hs a 09:30 hs
 - 16:15 hs a 18:30 hs
 - 21:00 hs a 00:00 hs
- Valle:
 - 00:30 hs a 05:30 hs

Se efectuó un control de los criterios definidos en el art. 60 del RT, los cuales se cumplen. El cálculo pudo auditarse en archivo BEP.xlsx.

Con respecto a la cantidad de curvas procesadas, que dan lugar a los perfiles de carga y parámetros de consumo de cada grupo de estudio, en el informe elaborado por los consultores de la ENEE se indica lo siguiente:

Como se observa, se cuenta con más de 30 mil mediciones. Estas mediciones corresponden a clientes en BT de agosto de 2019 y para la asignación de cada cliente a un rango de consumo se ha tenido en cuenta el consumo facturado promedio del cliente durante el año 2019. Adicionalmente se ha contado con mediciones de clientes en MT obtenidas en el mes de abril de 2020.

La cantidad de mediciones es muy significativa, por lo que podría concluirse que los resultados deben ser representativos. Hay grupos de estudio, cuyos perfiles de carga surgieron de un muestreo, donde la cantidad de curvas procesadas es la siguiente:

Sector residencial

RANGOS DE CONSUMO	cantidad usuarios medidos
1-50	1.736
51-100	1.538
101-200	3.177
201-300	2.771
301-500	4.206
501-1000	5.028
MAS DE 1000	1.841

Sector comercial

RANGOS DE CONSUMO	cantidad usuarios medidos
1-100	3,954
101-300	3,445
301-500	935
501-1000	1,739
MAS DE 1000	5,206

Sector gobierno y otros

RANGOS DE CONSUMO	cantidad usuarios medidos
1-300	241
301-500	144
501-1000	314
MAS DE 1000	495

En archivo BD.xlsx, en hoja "CurvasCarga" se encuentran los perfiles promedio diario con paso cuarto-horario por:

- a. Categoría/estrato: en el caso de los grupos de estudio sujetos a muestreo
- b. Usuario: en el caso de los grupos censados

Observando el consumo promedio mensual estimado en cada estrato, se concluye que cada medición se ha mantenido en el estrato donde el usuario fue clasificado según su consumo anual (surgido de la facturación) mensualizado. Algunos ejemplos se colocan a continuación:

unidad: kW
nivel de tensión: BT
Sector Consumo: Residencial
Fuente: Medidores individuales

RANGOS DE CONSUMO	cantidad usuarios medidos	Consumo mensual estimado (kWh)
1-50	1.736	41,9
51-100	1.538	107,7
101-200	3.177	186,7
201-300	2.771	321,2
301-500	4.206	492,4
501-1000	5.028	871,7
MAS DE 1000	1.841	1.901,2

unidad: kW
nivel de tensión: BT
Sector Consumo: Comercial
Fuente: Medidores individuales

RANGOS DE CONSUMO	cantidad usuarios medidos	Consumo mensual estimado (kWh)
1-100	3.954	9,5
101-300	3.445	278,1
301-500	935	237,0
501-1000	1.739	447,6
MAS DE 1000	5.206	727,7

unidad: kW
nivel de tensión: BT
Sector Consumo: Gobierno y otros
Fuente: Medidores individuales

RANGOS DE CONSUMO	cantidad usuarios medidos	Consumo mensual estimado (kWh)
1-300	241	30,7
301-500	144	88,1
501-1000	314	208,3
MAS DE 1000	495	676,2

Se resalta en color amarillo aquellos estratos en donde el consumo promedio calculado no responde a la banda (internamente en cada estrato seguramente habrá consumos por debajo del límite inferior y otros por encima, lo cual aplica para las demás bandas donde el promedio ha resultado dentro de los límites).

Lo recomendable, con el fin de respaldar los resultados estadísticamente, es post estratificar a cada curva, clasificándola en el rango de consumo donde el consumo que registró el usuario cae. Es decir, si un usuario en el mes de la medición para el ECD registró un consumo de 350 kWh/mes, siendo que en el año registra un consumo promedio de 200 kWh/mes, su perfil de carga debe contribuir en el cálculo y entendimiento de los patrones de consumo del estrato 301-500 kWh/mes, pues su comportamiento ha respondido, en el periodo medido, a ese estrato y no al que presenta en promedio en el año. Debe entenderse que los usuarios son un medio para relevar perfiles de carga, donde orientativamente y con fines del diseño muestral, el analista los clasifica por grupo de estudio de acuerdo a la mejor información disponible (dato anual en este caso), pero luego es totalmente válido, y es lo que debe hacerse, efectuar una post

estratificación, lográndose así que los parámetros y perfiles de carga reflejen el comportamiento que se tiene en cada grupo de estudio definido.

5. Estudio de Balance de Energía y Potencia (BEP)

El objetivo del estudio es construir para el día de máxima demanda el balance de energía y potencia de la distribuidora. Balances en los cuales se puede identificar la participación de cada clase de consumidor y los niveles de pérdidas presentes en cada etapa de la red desde BT hasta Transformación AT/MT.

5.1 Balance de energía

Para la construcción del balance de energía se requiere información relativa a:

- Ventas de energía por clase de consumo.
- Patrones de consumo por bloque horario.
- Pérdidas por etapa de la red:
 - Técnicas (Transformación AT/MT, Red MT, Transformación MT/BT, Red de BT, Acometidas y Medidores)
 - No técnicas

La metodología para determinar las pérdidas se muestra en la sección 3.3.

Para reproducir el movimiento de energía en cada nivel de red para el día base se parte de las ventas de energía en BT, a las cuales se les incorpora las pérdidas técnicas que la empresa tiene en medidores, acometidas y red de BT propiamente dicha. Luego se agregan las pérdidas en transformación MT/BT, y finalmente se agregan las ventas en MT y las pérdidas que ocurren en dicho nivel y en AT/MT. El resultado que se obtiene se contrasta con la energía realmente inyectada en AT/MT en el día base, y la diferencia existente se asume como pérdida no técnica, ajustándose dicha pérdida para que la energía inyectada en AT/MT modelada coincida con el dato real de inyección en el sistema de distribución.

5.2 Balance de potencia

El balance de potencia se construye a partir de las potencias máximas leídas a los clientes con medición de potencia y las potencias máximas de los clientes sin medición de potencia, las cuales son calculadas en función de la energía vendida y los factores de carga determinados en el ECD. Con el fin de determinar las potencias coincidentes de cada categoría con la máxima demanda, se debe efectuar el producto de las demandas máximas de cada categoría por sus correspondientes Factores de Responsabilidad en cada nivel de tensión.

5.3 Estudio de pérdidas

La metodología utilizada para el cálculo de pérdidas técnicas reales de energía y potencia considera cálculos analíticos y la realización de corridas de flujos de carga, dependiendo de la etapa de la red y de la disponibilidad de información. Las distintas etapas de la red son las siguientes:

- Transformación AT/MT
- Red de MT
- Red de distribución BT:
 - Transformadores MT/BT
 - Líneas de BT
 - Acometidas Clientes BT
 - Medidores Clientes BT

5.4 Información recibida

La ENEE con el fin de respaldar los estudios antes indicados ha presentado ante la CREE la información siguiente:

- Informe de Balance de energía y potencia.
- Mediciones de potencia activa y reactiva en cabeza de cada circuito para el año base de estudio (Curvas horarias) obtenidas de los archivos “CURVA DE DEMANDA ABRIL 2019.xlsx” y “CURVA DE ENERGÍA ABRIL 2019.xlsx” del Oficio CIENEE-927-2021.
- Topología de la red de MT cuya información contiene características de conductores, longitudes de tramos, calibres y cantidad de fases, nodos, Georreferencia de los tramos, obtenida de la base de datos “Honduras_Marzo”.
- Información de transformadores: ubicación, codificación y características técnicas obtenida de la base de datos “Honduras_Marzo”.
- Información de subestaciones transformadoras AT/MT, obtenida de la base de datos “Honduras_Marzo” y del archivo “TRANSFORMADORES DE POTENCIA 2021.xlsx”
- Archivos de facturación.
 - Parámetros que permiten identificar y aplicar los patrones de consumo de los clientes según su categoría tarifaria y banda de consumo, información que deriva de los estudios de caracterización de la demanda.

5.5 Análisis general de la información recibida

La CREE con apoyo de su consultor ha revisado y analizado el estudio y información presentada por la ENEE. Como resultado de dicha revisión y análisis, se presentan de manera general los principales hallazgos.

De manera general, a partir del procesamiento de los perfiles de carga, se observa que son obtenidos los factores de carga (de cada categoría) y los factores de simultaneidad externa con MT y BT.

Estos valores surgen a partir de perfiles de carga promedio. Cuando se arma el balance de potencia, la potencia coincidente de cada categoría con la máxima en MT se obtiene considerando:

- Energía vendida
- Factor de carga
- Factor de simultaneidad

Se indica que la pérdida comercial se obtuvo por diferencia, lo que muy posiblemente esté resultando en una sobrestimación del valor, ya que la Pcoincidente de cada categoría consideramos que está subestimada.

Esto se observa en la hoja BEP_Base del archivo BEP.xlsx, donde la totalidad de ventas de energía por categoría, son transformadas en potencia utilizando el FC y el FSE que surgen del Estudio de Caracterización de la Demanda, consolidado en hoja CurvasBEP.

El procesamiento de perfiles de carga a nivel de usuarios hasta llegar a perfiles de carga a nivel de grupo de estudio, implica estandarizar o normalizar datos de potencia registrada. Todos los registros se reducen a perfiles cuarto-horarios, suavizándose las curvas de carga. Como consecuencia de ello, tanto los picos como los valles se moderan, incrementando por ejemplo el factor de carga de cada grupo de estudio. Los factores de coincidencia también se ven afectados, ya que estos son la relación entre dos potencias donde no necesariamente ambas se ven afectadas de la misma manera, por lo que no se asegura que mantengan la proporcionalidad.

Todos los parámetros son valores promedio, por lo que no necesariamente reflejan la realidad del momento o día de máxima demanda del sistema. Es por ello que luego, cuando estos parámetros son aplicados en la construcción de los balances de potencia, se suele utilizar un factor de ajuste (o de estacionalidad) que corrige proporcionalmente todas las potencias de los distintos grupos de estudio (categorías de usuarios) de manera que la potencia total calculada iguale a la potencia real registrada por la distribuidora en el día base.

La metodología aplicada por los consultores de ENEE, al obtener la potencia de la pérdida no técnica como diferencia entre la potencia real de la distribuidora y lo que aportan las pérdidas técnicas y cada una de las categorías de usuarios, no da lugar a un proceso con el cual se pueda mejorar la estimación de la potencia coincidente de cada grupo de estudio y por ende la potencia correspondiente a la pérdida no técnica.

Sumado a lo anterior, se identificó lo siguiente:

- Valores nominales de pérdidas en FE y CU de los transformadores: la ENEE envió los modelos de los transformadores de las subestaciones AT/MT, pero no envió específicamente los valores nominales de pérdidas de cada transformador, así como tampoco envió los parámetros de pérdidas correspondientes a los transformadores de MT/BT. Es importante mencionar que la ENEE presentó para justificar los valores nominales de pérdidas de cada transformador una imagen que no puede ser considerada como respaldo, debido a que esta carece de referencias bibliográficas.
- Archivos de facturación de clientes: no está la información con la codificación necesaria para su vínculo con el inventario físico de red.
- No se presentó el perfil de carga de la SSEE "ESTADIO"
- Los niveles de pérdidas en baja tensión (BT) deben ser revisados ya que la consideración de la incorporación de la carga del alumbrado público no resulta razonable. También debe revisarse la longitud de red utilizada para el cálculo de la pérdida en acometidas (25m), como así también el consumo propio de los medidores (3W).

6. Estudio de Zonas de distribución típica (ZDT)

Tomando como base el estudio realizado por los consultores de la ENEE quedan propuestas 3 zonas de densidad: Alta, Media y Baja, en base a lo indicado en el artículo 24 del Reglamento de Tarifas: Criterios de Zonificación. Los criterios para la zonificación estarán basados en un análisis estadístico de grupos (clusters) con base en tres indicadores de densidad:

$$\begin{aligned}
 \text{a. } I_1 &= \frac{\text{Potencia máxima demandada en la localidad (MW)}}{\text{longitud de la red de MT (km)}} \\
 \text{b. } I_2 &= \frac{\text{Número total de clientes de MT y BT (clientes)}}{\text{longitud de la red de MT y BT (km)}} \\
 \text{c. } I_3 &= \frac{\text{Número total de clientes en BT (clientes)}}{\text{número de subestaciones (subestaciones)}}
 \end{aligned}$$

La necesidad de zonificar se justifica para los controles de calidad de servicio y producto técnico, cuyos límites de los indicadores se expresan para Alta, Media y Baja densidad. La zonificación no es requerida para los estudios que tienen que ver con la determinación de la base de capital desde el momento que se cuenta con una red altamente georreferenciada y digitalizada, siendo este el caso de la ENEE.

A partir del análisis realizado por los consultores de la ENEE, se plantea el uso como unidad de medida, a los municipios, siendo los mismos 186. Chile, por ejemplo, considera como unidad de medida los pares comuna – empresa, teniendo un total de 476 comunas⁵. Se entienden las ventajas de considerar los límites municipales que se plantean en el informe, las cuales también fueron consideradas dentro de la normativa chilena.

En el análisis de los indicadores de densidad surge la necesidad para el **I1** de contar con la potencia máxima demandada en cada localidad. En el informe realizado por los consultores de la ENEE se indica que para la determinación de esta variable se partió de la potencia máxima demandada en cada alimentador y se prorrateó dicha potencia en las subestaciones MT/BT en función de los kVA instalados. Este criterio de reparto se justifica y es aceptable en la medida que no se cuenta con la vinculación cliente – centro de transformación y su conexión con la base de facturación que aporte el consumo medido a los distintos usuarios.

⁵ Artículo 1-6 Clasificación de Redes Las redes de los Sistemas de Distribución han sido clasificadas en distintas categorías de manera de dar cuenta de sus características principales, utilizando para ello un índice que representa la dificultad de entregar el servicio de distribución en una determinada zona. Dicho índice buscar representar la densidad de las redes eléctricas a partir del número de Clientes conectados y el largo total de las líneas eléctricas existentes en cada Sistema de Distribución. La Clasificación de Redes realizada considera como unidad a ser clasificada cada uno de los pares Comuna-Empresa existentes en el país, según se presenta en el Anexo “Clasificación de Redes”. Asimismo, y para efectos de lo dispuesto en el inciso cuarto del Artículo 1-7, la Clasificación de Redes considera como unidad a ser clasificada las provincias existentes en el país.