

# Asistencia Técnica para el Cálculo del Valor Agregado de Distribución y las Tarifas Finales HONDURAS

## Balance de Energía y Potencia

Preparado por:

SIGLA SA – Argentina (Consultor Líder)

ASINELSA SA - Argentina

Fecha: agosto 13, 2021

---

## Asistencia Técnica para el Cálculo del Valor Agregado de Distribución y las Tarifas Finales de Honduras

### Balance de Energía y Potencia

#### Índice de Contenido

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>4</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
<b>3. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA AÑO BASE</b>	<b>9</b>
<b>3.1. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>9</b>
<b>3.2. ENERGÍA POR CATEGORÍA Y NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>10</b>
<b>3.1. RESULTADO BALANCE DE ENERGÍA</b>	<b>11</b>
<b>3.2. DEMANDA POR CATEGORÍA Y NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>12</b>
<b>3.3. RESULTADOS DEL BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA</b>	<b>13</b>
<b>3.4. FACTORES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA</b>	<b>14</b>

## **Tablas**

TABLA A. PÉRDIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN. DÍA MÁXIMA DEMANDA 2019 (ABRIL) .....	5
TABLA B. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA. DÍA DE MÁXIMA DEMANDA AÑO BASE (ABRIL 2019) .....	6
TABLA C. FACTORES DE PÉRDIDA .....	7
TABLA 1. PÉRDIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN. DÍA MÁXIMA DEMANDA 2019 (ABRIL) .....	10
<b>TABLA 2. ENERGÍA FACTURADA (MWH). TARIFA-BLOQUE DE CONSUMO</b> .....	11
<b>TABLA 3. BALANCE DE ENERGÍA. DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (ABRIL 2019)</b> .....	12
<b>TABLA 4. ENERGÍA (MWH) Y DEMANDA COINCIDENTE (MW) POR CATEGORÍA TARIFARIA</b> .....	13
<b>TABLA 5. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA. DÍA DE MÁXIMA DEMANDA AÑO BASE (ABRIL 2019)</b> .....	13
<b>TABLA 6. FACTORES DE PÉRDIDA</b> .....	15

---

## **Glosario de abreviaturas y acrónimos.**

AT	Alta tensión
BEP	Balance de Energía y Potencia
BT	Baja tensión
CREE	Comisión Reguladora de la Energía Eléctrica de Honduras
ECD	Estudio de Caracterización de la Demanda
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras
MT	Media Tensión
RT	Reglamento de Tarifas
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
VAD	Valor Agregado de Distribución

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

El siguiente documento presenta los resultados del Balance de Energía y Potencia (BEP) de acuerdo a lo requerido por el artículo 10 del Reglamento de Tarifas (RT).

Este documento se enmarca dentro de las tareas estipuladas en los Términos de Referencia "Valor Agregado de Distribución y Cálculo de Tarifas al Usuario Final", aprobados por CREE mediante Acuerdo CREE-058 publicado en La Gaceta del 8 de junio de 2020 y que corresponde al contrato "Distribution Added Value and Retail Tariff Calculation" del World Bank Group (WBG) con el consorcio SIGLA-ASINELSA, para realizar los servicios de consultoría establecidos en el respectivo contrato.

El BEP ha sido elaborado para el día de máxima demanda de ENEE para el año 2019. Según el RT, el BEP debe ser elaborado para el año previo a la fecha de referencia (2022). De acuerdo a ello, el año base debería ser 2021 pero se ha considerado más adecuado considerar 2019 debido a que:

- El año 2021 se encuentra aún en curso
- El año 2020 se considera atípico producto del efecto de la pandemia covid-19.

### BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA AÑO BASE

El BEP elaborado muestra la composición (en términos de energía y potencia) de la energía ingresada a la red de la distribuidora con el siguiente detalle:

- Pérdidas técnicas y no técnicas por nivel de tensión
- Consumo por categoría tarifaria

Para obtener este balance se realizaron las siguientes estimaciones:

- Pérdidas técnicas de energía y potencia por nivel de tensión
- Pérdidas no técnicas de energía y potencia
- Consumo por categoría tarifaria (en términos de energía)
- Potencia demandada por categoría tarifaria

El BEP elaborado corresponde al día de máxima demanda de abril 2019. El RT establece que debe corresponder al año previo a la Fecha de Referencia. La Fecha de Referencia es la fecha de inicio del ciclo tarifario, que en esta ocasión corresponde al año 2022. Por lo tanto, este balance debería corresponder a 2021. Se ha considerado adecuado que, en lugar de ese año, se considere el 2019 para la elaboración del Balance de Energía y Potencia por las siguientes razones:

- 2021 no ha concluido a la fecha de elaboración del estudio
- 2020 se considera un año atípico consecuencia de la situación de pandemia covid-19.

Se emplearon distintos procedimientos metodológicos directos e indirectos para determinar y estimar las pérdidas en cada estadio-nivel de las redes eléctricas de suministro a los usuarios, a saber:

- Pérdidas potencia y energía en transformadores de subestaciones AT/MT pertenecientes a ENEE Distribución a partir de información suministrada por ENEE Transmisión.

- Pérdidas potencia y energía en las redes MT tanto en 13,8 como 34,5 kV incluido transformadores MT/BT: Calculadas con método directo para un período de un día de abril 2019 mediante flujo de potencia utilizando DigSilent para todos los alimentadores.
- Pérdidas de potencia y energía en la red de BT, mediante una metodología basada en conceptos estadísticos para la estimación indirecta basada en análisis de conglomerados. Se toman como unidades mínimas de análisis cuadrículas del área de servicio de ENEE, agrupando cuadrículas de áreas de servicio homogéneas, los datos georreferenciados de usuarios, de redes BT, luminarias conectadas directamente a líneas BT y sus parámetros eléctricos y de la demanda estimada por acometida en base a datos de consumos y categorías tarifarias.
- Pérdidas de potencia y energía en acometidas, mediante una metodología indirecta basada en determinar un promedio de longitud de las mismas utilizando los datos del GIS correspondiente a todos los usuarios, el consumo estimado por usuario, factor de pérdidas y los parámetros eléctricos del conductor de la acometida.
- Pérdidas de potencia y energía en medidores utilizando la base de datos de facturación y los valores estándares de pérdidas de los mismos.

A continuación, muestra las pérdidas técnicas obtenidas:

**Tabla A. Pérdidas por Nivel de Tensión. Día máxima demanda 2019 (abril)**

Balance de Ingreso de Energía y potencia	Energía (MWh)	Energía (%)	Potencia (MW)	Potencia (%)
<b>Entrada total en lado AT de SE AT/MT</b>	<b>32 497,11</b>		<b>1 649,60</b>	
Pérdidas en trafos de subestaciones	761,65	2,34%	38,66	2,34%
<b>Entrada a los circuitos de Distribución.</b>	<b>31 735,46</b>	<b>97,66%</b>	<b>1 610,93</b>	<b>97,66%</b>
Pérdidas en líneas 13.8 KV y Trafos	478,03	1,47%	31,24	1,89%
Pérdidas en líneas 34.5 KV y Trafos	1 122,68	3,45%	73,23	4,44%
Pérdidas en líneas BT	841,47	2,59%	56,66	3,44%
Pérdidas en acometidas	10,41	0,03%	0,70	0,04%
Pérdidas en medidores.	97,56	0,30%	6,57	0,40%
Pérdidas no técnicas	7 396,00	22,76%		
Pérdidas totales	10 707,80	32,95%		
<b>PÉRDIDAS TÉCNICAS TOTALES</b>	<b>3 311,80</b>	<b>10,19%</b>	<b>207,07</b>	<b>12,55%</b>

*Nota: El consultor realizó un ajuste a los valores de pérdidas asociados al ítem "Pérdidas en líneas BT" proporcionados por ENEE. Dichas pérdidas comprenden las pérdidas asociadas a la carga de los usuarios BT y del Alumbrado Público, sin embargo, las simulaciones realizadas por ENEE se hicieron en forma independiente. El ajuste se basa en considerar la no linealidad de las pérdidas.*

En Anexo 1 se incluye informe "Metodología, Calculo y Resultados de Pérdidas Técnicas en Distribución" con mayores precisiones sobre el cálculo de las pérdidas técnicas elaborado por ENEE a partir de análisis y recomendaciones de este consultor.

A partir de las pérdidas estimadas y de la energía ingresada se puede obtener la energía facturada total a clientes para el día de máxima demanda. Con esta información y con la composición del consumo obtenida de la base de datos comercial para el mes de abril de 2019 se estimó la energía facturada por categoría y bloque de consumo.

Luego, la demanda de cada categoría en el momento de máxima demanda por nivel de tensión (demanda coincidente) se obtiene de los parámetros tarifarios que surgen de los perfiles de consumo obtenidos en el Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD) y de la energía facturada a cada categoría tarifaria.

Las pérdidas no técnicas de potencia en BT se obtienen como diferencia entre el total en MT y la suma de las demandas de las categorías tarifarias y las pérdidas técnicas.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla B. Balance de Energía y Potencia. Día de máxima demanda año base (abril 2019)**

Concepto	Energía	FC	FSE	Demanda
	MWh			MW
<b>Total en lado AT de SE AT/MT</b>	<b>32 497,11</b>			<b>1 649,60</b>
Pérdida trafo subestación	761,65			38,66
<b>Total MT</b>	<b>31 735,46</b>			<b>1 610,93</b>
Pérdidas MT	1 600,71			104,47
Servicio MT	5 787,98	0,8335	0,9501	274,90
<b>Total BT</b>	<b>24 346,77</b>			<b>1 231,56</b>
Pérdidas técnicas BT	949,44			63,94
Pérdidas no técnicas BT	7 396,00			434,07
Residencial	8 511,05	0,7933	0,7505	335,49
0-150	2 917,32	0,7936	0,7259	111,19
150-300	2 600,82	0,7850	0,7591	104,79
300-500	1 394,85	0,7825	0,7504	55,73
más 500	1 598,05	0,8087	0,7746	63,78
General	6 466,05	0,6331	0,9354	398,06
0-150	117,81	0,6183	0,8862	7,04
150-300	172,44	0,8048	0,7944	7,09
300-500	225,34	0,6110	0,9246	14,21
más 500	5 950,45	0,6265	0,9342	369,73
Alumbrado Público	1 024,24	0,4792	0,0000	0,00

## FACTORES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

A partir de estos resultados se obtienen los factores de pérdida de energía y potencia por nivel de tensión:

- Factor de pérdida de energía en BT (FPE\_BT)
- Factor de pérdida de energía en MT (FPE\_MT)
- Factor de pérdida de potencia en BT (FPP\_BT)
- Factor de pérdida de potencia en MT (FPP\_MT)

Los valores obtenidos para estos factores a partir del Balance de Energía y Potencia se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla C. Factores de pérdida**

Nivel de tensión	Energía	Potencia
MT	1,0784	1,0950
BT	1,5215	1,6789



---

## 2. INTRODUCCIÓN

El siguiente documento presenta los resultados del Balance de Energía y Potencia (BEP) de acuerdo a lo requerido por el artículo 10 del Reglamento de Tarifas (RT).

Este documento se enmarca dentro de las tareas estipuladas en los Términos de Referencia "Valor Agregado de Distribución y Cálculo de Tarifas al Usuario Final", aprobados por CREE mediante Acuerdo CREE-058 publicado en La Gaceta del 8 de junio de 2020 y que corresponde al contrato "Distribution Added Value and Retail Tariff Calculation" del World Bank Group (WBG) con el consorcio SIGLA-ASINELSA, para realizar los servicios de consultoría establecidos en el respectivo contrato.

El BEP ha sido elaborado para el día de máxima demanda de ENEE para el año 2019. Según el RT, el BEP debe ser elaborado para el año previo a la fecha de referencia (2022). De acuerdo a ello, el año base debería ser 2021 pero se ha considerado más adecuado considerar 2019 debido a que:

- El año 2021 se encuentra aún en curso
- El año 2020 se considera atípico producto del efecto de la pandemia covid-19.

Este informe está organizado de la siguiente manera:

- En la sección 3 se detalla el procedimiento seguido para la obtención del BEP para el año base (2019), conjuntamente con los resultados obtenidos.

### 3. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA AÑO BASE

El BEP elaborado muestra la composición (en términos de energía y potencia) de la energía ingresada a la red de la distribuidora con el siguiente detalle:

- Pérdidas técnicas y no técnicas por nivel de tensión
- Consumo por categoría tarifaria

Para obtener este balance se realizaron las siguientes estimaciones:

- Pérdidas técnicas de energía y potencia por nivel de tensión
- Pérdidas no técnicas de energía y potencia
- Consumo por categoría tarifaria (en términos de energía)
- Potencia demandada por categoría tarifaria

Estas estimaciones se describen en los puntos a continuación.

El BEP elaborado corresponde al día de máxima demanda de abril 2019. El RT establece que debe corresponder al año previo a la Fecha de Referencia. La Fecha de Referencia es la fecha de inicio del ciclo tarifario, que en esta ocasión corresponde al año 2022. Por lo tanto, este balance debería corresponder a 2021. Se ha considerado adecuado que, en lugar de ese año, se considere el 2019 para la elaboración del Balance de Energía y Potencia por las siguientes razones:

- 2021 no ha concluido a la fecha de elaboración del estudio
- 2020 se considera un año atípico consecuencia de la situación de pandemia covid-19.

#### **3.1. Estimación de pérdidas por nivel de tensión**

Las pérdidas por nivel de tensión fueron a partir de los siguientes datos básicos:

- Pérdidas en transformadores de subestaciones AT/MT pertenecientes a ENEE Distribución.
- Datos georreferenciados del GIS de ENEE para redes de MT, BT, Acometidas, transformadores de distribución MT/BT, usuarios en MT y BT y alumbrado conectado directamente a la red BT. Parámetros eléctricos de líneas y acometidas y características nominales de transformadores de distribución.
- Perfiles de potencia activa y reactiva en cabecera de circuitos-alimentadores MT 13,8 y 34,5 kV y régimen de generación distribuida en circuitos, para el mes abril 2019, mes de máxima anual.
- Pérdidas estándares en medidores de energía de usuarios BT.

Se emplearon distintos procedimientos metodológicos directos e indirectos para determinar y estimar las pérdidas en cada estadio-nivel de las redes eléctricas de suministro a los usuarios, a saber:

- Pérdidas potencia y energía en transformadores de subestaciones AT/MT pertenecientes a ENEE Distribución a partir de información suministrada por ENEE Transmisión.
- Pérdidas potencia y energía en las redes MT tanto en 13,8 como 34,5 kV incluido transformadores MT/BT: Calculadas con método directo para un período de un día de abril 2019 mediante flujo de potencia utilizando DigSilent para todos los alimentadores. Para considerar las pérdidas para el día de máxima se ha considerado la proporción de consumo del día de máxima respecto del consumo promedio diario mensual.

- Pérdidas de potencia y energía en la red de BT, mediante una metodología basada en conceptos estadísticos para la estimación indirecta basada en análisis de conglomerados. Se toman como unidades mínimas de análisis cuadrículas del área de servicio de ENEE, agrupando cuadrículas de áreas de servicio homogéneas, los datos georreferenciados de usuarios, de redes BT, luminarias conectadas directamente a líneas BT y sus parámetros eléctricos y de la demanda estimada por acometida en base a datos de consumos y categorías tarifarias.
- Pérdidas de potencia y energía en acometidas, mediante una metodología indirecta basada en determinar un promedio de longitud de las mismas utilizando los datos del GIS correspondiente a todos los usuarios, el consumo estimado por usuario, factor de pérdidas y los parámetros eléctricos del conductor de la acometida.
- Pérdidas de potencia y energía en medidores utilizando la base de datos de facturación y los valores estándares de pérdidas de los mismos.

A continuación, se muestra una tabla resumen con los resultados obtenidos:

**Tabla 1. Pérdidas por Nivel de Tensión. Día máxima demanda 2019 (abril)**

Balance de Ingreso de Energía y potencia	Energía (MWh)	Energía (%)	Potencia (MW)	Potencia (%)
<b>Entrada total en lado AT de SE AT/MT</b>	<b>32 497,11</b>		<b>1 649,60</b>	
Pérdidas en trafos de subestaciones	761,65	2,34%	38,66	2,34%
<b>Entrada a los circuitos de Distribución.</b>	<b>31 735,46</b>	<b>97,66%</b>	<b>1 610,93</b>	<b>97,66%</b>
Pérdidas en líneas 13.8 KV y Trafos	478,03	1,47%	31,24	1,89%
Pérdidas en líneas 34.5 KV y Trafos	1 122,68	3,45%	73,23	4,44%
Pérdidas en líneas BT	841,47	2,59%	56,66	3,44%
Pérdidas en acometidas	10,41	0,03%	0,70	0,04%
Pérdidas en medidores.	97,56	0,30%	6,57	0,40%
Pérdidas no técnicas	7 396,00	22,76%		
Pérdidas totales	10 707,80	32,95%		
<b>PÉRDIDAS TÉCNICAS TOTALES</b>	<b>3 311,80</b>	<b>10,19%</b>	<b>207,07</b>	<b>12,55%</b>

*Nota: El consultor realizó un ajuste a los valores de pérdidas asociados al ítem "Pérdidas en líneas BT" proporcionados por ENEE. Dichas pérdidas comprenden las pérdidas asociadas a la carga de los usuarios BT y del Alumbrado Público, sin embargo, las simulaciones realizadas por ENEE se hicieron en forma independiente. El ajuste se basa en considerar la no linealidad de las pérdidas.*

En Anexo 1 se incluye informe "Metodología, Cálculo y Resultados de Pérdidas Técnicas en Distribución" con mayores precisiones sobre el cálculo de las pérdidas técnicas elaborado por ENEE a partir de análisis y recomendaciones de este consultor.

### **3.2. Energía por categoría y nivel de tensión**

A partir de las pérdidas estimadas en el punto anterior y de la energía ingresada se puede obtener la energía facturada total para el día de máxima demanda.

A partir de esta información y la obtenida de la base de datos comercial se realiza la apertura del consumo por categoría tarifaria y bloque de consumo. Para determinar este consumo por categoría y bloque de consumo en el día de máxima demanda del año base (abril 2019), se siguió el siguiente procedimiento:

- Cálculo del consumo en abril 2019 por categoría y bloque de consumo a partir de información contenida en la base de datos comercial de la empresa. Esta información permite conocer la composición del consumo en el mes de demanda máxima del año base.
- Estimación del consumo en el día de máxima demanda de abril 2019 por categoría y bloque de consumo asignando el consumo total de dicho día a las categorías y bloques de consumo de acuerdo a la composición obtenida en el punto anterior.

El procedimiento anterior supone que la composición del consumo es la misma en todos los días de mes de abril de 2019.

La energía facturada estimada por categoría y bloque de consumo se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 2. Energía Facturada (MWh). Tarifa-Bloque de consumo**

Tarifa-Bloque consumo	Promedio día abril 2019	día máxima demanda (abril 2019)
<b>BT Residencial</b>		
0-150	2,285.62	2 917,32
150-300	2,037.65	2 600,82
300-500	1,092.82	1 394,85
más 500	1,252.02	1 598,05
<b>Total</b>	<b>6,668.11</b>	<b>8 511,05</b>
<b>BT No Residencial</b>		
0-150	92.30	117,81
150-300	135.10	172,44
300-500	176.55	225,34
más 500	4,661.97	5 950,45
<b>Total</b>	<b>5,065.92</b>	<b>6 466,05</b>
<b>MT</b>		
<b>Total</b>	<b>4,534.68</b>	<b>5 787,98</b>
<b>AP</b>		
<b>Total</b>	<b>802.45</b>	<b>1 024,24</b>
<b>Gran Total</b>	<b>17,071.16</b>	<b>21 789,31</b>

### **3.1. Resultado Balance de Energía**

Con la información de pérdidas de energía por nivel de tensión y consumos facturados por categoría y bloque de consumo se obtiene el siguiente balance de energía de ENEE para el día de máxima demanda de 2019 (abril):

**Tabla 3. Balance de Energía. Día de máxima demanda (abril 2019)**

Concepto	Energía MWh
<b>Total en trafo subestación AT/MT</b>	<b>32 497,11</b>
Pérdida trafo subestación AT/MT	761,65
<b>Total MT</b>	<b>31 735,46</b>
Pérdidas MT	1 600,71
Servicio MT	5 787,98
<b>Total BT</b>	<b>24 346,77</b>
Pérdidas técnicas BT	949,44
Pérdidas no técnicas BT	7 396,00
<b>Residencial</b>	<b>8 511,05</b>
0-150	2 917,32
150-300	2 600,82
300-500	1 394,85
más 500	1 598,05
<b>General</b>	<b>6 466,05</b>
0-150	117,81
150-300	172,44
300-500	225,34
más 500	5 950,45
<b>Alumbrado Público</b>	<b>1 024,24</b>

### 3.2. Demanda por categoría y nivel de tensión

Para completar el balance de potencia se requiere estimar la demanda de cada categoría tarifaria en el momento de máxima demanda por nivel de tensión (demanda coincidente). Esta demanda se obtiene de los perfiles de consumo estimados al realizar el Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD), calculada a partir de la energía de la categoría, del factor de carga y del factor de simultaneidad externa mediante la expresión:

$$P_{Coin} = \frac{E}{FC \cdot t} FSE$$

Siendo:

$P_{Coin}$ : Potencia coincidente de la categoría con la demanda máxima

$E$ : Energía facturada de la categoría

$FC$ : Factor de carga de la categoría (obtenido en el ECD)

$t$ : Duración del período de tiempo (24 horas en este caso)

$FSE$ : Factor de Simultaneidad Externa de la categoría (obtenido en el ECD)

La siguiente tabla muestra la demanda coincidente de las categorías tarifarias y bloques de consumo que resultan:

**Tabla 4. Energía (MWh) y Demanda Coincidente (MW) por categoría tarifaria**

Concepto	Energía	FC	FSE	Demanda
	MWh			MW
<b>Servicio MT</b>	<b>5 787,98</b>	<b>0,8335</b>	<b>0,9501</b>	<b>274,90</b>
<b>Residencial</b>	<b>8 511,05</b>	<b>0,7933</b>	<b>0,7505</b>	<b>335,49</b>
0-150	2 917,32	0,7936	0,7259	111,19
150-300	2 600,82	0,7850	0,7591	104,79
300-500	1 394,85	0,7825	0,7504	55,73
más 500	1 598,05	0,8087	0,7746	63,78
<b>General</b>	<b>6 466,05</b>	<b>0,6331</b>	<b>0,9354</b>	<b>398,06</b>
0-150	117,81	0,6183	0,8862	7,04
150-300	172,44	0,8048	0,7944	7,09
300-500	225,34	0,6110	0,9246	14,21
más 500	5 950,45	0,6265	0,9342	369,73
<b>Alumbrado Público</b>	<b>1 024,24</b>	<b>0,4792</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,00</b>

### 3.3. Resultados del Balance de Energía y Potencia

Los resultados mostrados en secciones anteriores representan las energías y demandas de:

- Total por nivel de tensión de ENEE
- Categorías tarifarias: totales y por bloque de consumo
- Pérdidas técnicas por nivel de tensión

En cuanto a las pérdidas no técnicas de potencia en BT, éstas se obtienen como diferencia entre el total en MT y la suma de las demandas de las categorías tarifarias y las pérdidas técnicas.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 5. Balance de Energía y Potencia. Día de máxima demanda año base (abril 2019)**

Concepto	Energía	FC	FSE	Demanda
	MWh			MW
<b>Total en lado AT de SE AT/MT</b>	<b>32 497,11</b>			<b>1 649,60</b>
Pérdida trafo subestación	761,65			38,66
<b>Total MT</b>	<b>31 735,46</b>			<b>1 610,93</b>
Pérdidas MT	1 600,71			104,47
Servicio MT	5 787,98	0,8335	0,9501	274,90
<b>Total BT</b>	<b>24 346,77</b>			<b>1 231,56</b>
Pérdidas técnicas BT	949,44			63,94
Pérdidas no técnicas BT	7 396,00			434,07
Residencial	8 511,05	0,7933	0,7505	335,49
0-150	2 917,32	0,7936	0,7259	111,19
150-300	2 600,82	0,7850	0,7591	104,79
300-500	1 394,85	0,7825	0,7504	55,73
más 500	1 598,05	0,8087	0,7746	63,78
General	6 466,05	0,6331	0,9354	398,06
0-150	117,81	0,6183	0,8862	7,04

Concepto	Energía	FC	FSE	Demanda
	MWh			MW
150-300	172,44	0,8048	0,7944	7,09
300-500	225,34	0,6110	0,9246	14,21
más 500	5 950,45	0,6265	0,9342	369,73
Alumbrado Público	1 024,24	0,4792	0,0000	0,00

### 3.4. Factores de pérdidas de Energía y Potencia

A partir de estos resultados se obtienen los factores de pérdida de energía y potencia por nivel de tensión:

- Factor de pérdida de energía en BT (FPE\_BT)
- Factor de pérdida de energía en MT (FPE\_MT)
- Factor de pérdida de potencia en BT (FPP\_BT)
- Factor de pérdida de potencia en MT (FPP\_MT)

Estos factores se definen matemáticamente de la siguiente manera:

$$FPE_{BT} = 1 + \frac{PE_{BT}}{EF_{BT}}$$

$$FPE_{MT} = 1 + \frac{PE_{MT}}{EI_{BT} + EF_{MT}}$$

$$FPP_{BT} = 1 + \frac{PP_{BT}}{\sum PCoin_{BT}_i}$$

$$FPP_{MT} = 1 + \frac{PP_{MT}}{\sum PCoin_{MT}_i + PP_{BT}}$$

Siendo:

$PE_{BT}$ : Pérdidas de energía (MWh) técnicas (compuesta por pérdidas en líneas de BT, acometidas y medidores) y no técnicas en BT.

$PE_{MT}$ : Pérdidas de energía (MWh) técnicas (compuesta por pérdidas en líneas y trafos de 13,8 kV y 34,5 kV y en trafos de subestaciones) en MT.

$PP_{BT}$ : Pérdidas de potencia (MW) técnicas (compuesta por pérdidas en líneas de BT, acometidas y medidores) y no técnicas en BT.

$PP_{MT}$ : Pérdidas de potencia (MW) técnicas (compuesta por pérdidas en líneas y trafos de 13,8 kV y 34,5 kV y en trafos de subestaciones) en MT.

$EF_{BT}$ : Energía facturada (MWh) en BT (incluyendo también Alumbrado Público).

$EF_{MT}$ : Energía facturada (MWh) en MT.

$EI_{BT}$ : Energía ingresada (MWh) en BT (compuesta por energía facturada en BT y pérdidas técnicas y no técnicas en BT).

$\sum PCoin_{BT}_i$ : Suma de las potencias (MW) de las categorías en BT coincidentes con el máximo en BT

$\sum PCoin_{MT}_i$ : Suma de las potencias (MW) de las categorías en BT y MT coincidentes con el máximo en MT.

Los valores obtenidos para estos factores a partir del Balance de Energía y Potencia se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 6. Factores de pérdida**

Nivel de tensión	Energía	Potencia
MT	1,0784	1,0950
BT	1,5215	1,6789



## **ANEXO 1**

# **METODOLOGÍA, CÁLCULO Y RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN DISTRIBUCIÓN**

**EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA**

**SUBGERENCIA DE PLANIFICACION E INGENIERIA DE DISTRIBUCION**

**OFICIO-SUPID-009-03-2021**

**Tegucigalpa, M.D.C. 11 de Agosto 2021**

**Asunto: METODOLOGÍA, CALCULO Y RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN DISTRIBUCIÓN.**

Ingeniero PhD. Rolando Castillo  
Subgerente de Planificación y Gestión Comercial  
**Empresa Nacional de Energía Eléctrica**

Estimado PhD. Castillo.

Se adjunta el estudio que contiene la Metodología, Calculo Y Resultados De Pérdidas Técnicas En Distribución por nivel de tensión a nivel nacional, como insumo para calcular el Valor Agregado de Distribución (VAD). Agregando el valor en BT por concepto de AP.

Esperando que la información sea de utilidad.

Atentamente,

---

Ing Milton Darío Espinoza

**Sub Gerente de Planificación e Ingeniería de Distribución**

Cc: Rolando Lean Bu – Presidente CIENEE

Cc: Raúl Díaz – Gerente de Distribución

Cc: Archivo



# METODOLOGÍA, CÁLCULO Y RESULTADOS. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN DISTRIBUCIÓN.

**SUPID-12-04-2021**



## Contenido

Introducción. ....	4
1 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Media Tensión (13.8 KV, 34.5 KV).....	1
2 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Baja Tensión (240 V). ....	2
2.1 Líneas en Baja Tensión.....	2
2.2 Acometidas. ....	5
2.3 Medidores.....	5
2.4 Alumbrado Público.....	5
2.5 Balance de Pérdida Técnica en BT. ....	7
3 Resumen.....	7
4 Anexos.....	8
4.1 Pérdida Técnica MT 13.8 KV .....	8
4.2 Pérdida Técnica MT 34.5 KV .....	11
4.3 Pérdida Técnica BT 240 V.....	16

## Índice de Tablas.

Tabla 1: Resumen Pérdida Técnica MT en 13.8 y 34.5 KV. Abril 2020.....	2
Tabla 2: Rangos adoptados en densidad de carga y clientes Circuitos Distribución Honduras, Mayo 2020. ....	3
Tabla 3: Resistencia AC por calibre en BT.....	4
Tabla 4: Resistencia AC por calibre en BT.....	6
Tabla 5: Calculo de Pérdida Total en BT. ....	7
Tabla 6: Tabla Resumen de Pérdidas Técnicas mes de demanda máxima, Abril 2019....	7
Tabla 7: Resumen Pérdida Técnica MT en 13.8 KV. Abril 2020.....	10
Tabla 8: Resumen Pérdida Técnica MT en 34.5 KV. Abril 2020.....	15
Tabla 9: Resumen Pérdida Técnica BT en 240V. Abril 2020.....	18

## Índice de Imágenes.

Imagen 1: Cuadrícula de conglomerados de densidad de potencia Nacional, Febrero 2021. ....	3
Imagen 2: Red de Baja Tensión sobre cuadrícula de Densidad de Demanda. ....	4



## Introducción.

El presente estudio busca cuantificar la pérdida técnica en la red de distribución de energía eléctrica en Honduras, durante el mes de Demanda Máxima en la ventana del tiempo de los pasados 24 meses, para efectos del presente estudio se determinó que este mes es Abril 2020.

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 Km<sup>1</sup>.

Para el cálculo de la red de media tensión se utiliza el software DigSilent Power Factory con su modulo Quasy Dinámico, el cual es capaz de iterar los flujos de carga por circuito en el periodo de análisis, utilizando la información de perfil de demanda en las cabeceras de circuito y del régimen de generación coincidente. Los elementos comprendidos dentro del cálculo de la red de media tensión son: todos los tramos de conductores en MT, distancias interpostales y transformadores de distribución instalados con su respectiva potencia nominal.

Para el cálculo de la red de baja tensión se utiliza un método de distribución de demanda estadístico por conglomerados, dada la densidad de carga en la que se encuentre a cada tramo de línea Baja Tensión. Los elementos comprendidos dentro de este cálculo son los conductores de baja tensión y distancias interpostales. Para las acometidas se utilizan estimaciones de la demanda por cliente y para los medidores se utiliza valores instantáneos de referencia estándar de los vatios de pérdidas en ellos.

Se concluye con una tabla que registra la cantidad de energía atribuida a la pérdida técnica en cada nivel de tensión y que porcentaje de esto representa dado el despacho de energía en ese mes.

---

<sup>1</sup> Según Data Base GIS EEH, Febrero 2021.



## 1 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Media Tensión (13.8 KV, 34.5 KV).

El procedimiento para calcular las pérdidas técnicas en la red de Media Tensión consiste en su primera etapa de migrar la información georeferencia en el sistema GIS de la ENEE al DigSilent Power Factory, cada circuito simulado en el Digsilent cuenta con información de la red como ser:

- 1.1. Calibre de cable conductor.
- 1.2. Distancia interpostal.
- 1.3. Tipo de poste y su estructura.
- 1.4. Cantidad de fases.
- 1.5. Transformadores con su capacidad nominal
- 1.6. Equipo de protección y maniobra.
- 1.7. Equipos Especiales como Bancos de Regulación de Tensión y Capacitores.
- 1.8. Generadores distribuidos asociados a cada circuito.
- 1.9. Clientes conectados en Primario.

Una vez que se tiene esta información en el DigSilent se procede a realizar la adecuación de los perfiles de carga de los alimentadores primarios ubicados en las cabeceras de los circuitos, la adecuación de dichos perfiles se hace para obtener las siguientes magnitudes eléctricas:

- 1.1. Potencia Activa Entregada.
- 1.2. Potencia Reactiva Entregada.
- 1.3. Factor de Potencia.
- 1.4. Voltaje en la barra.

En el caso de que el circuito cuente con clientes en primario y generadores distribuidos conectados, se adecua el perfil de demanda/generación con las mismas magnitudes antes expuestas.

Teniendo todos los elementos anteriores se realizan las simulaciones quasydinámicas del circuito teniendo en cuenta todos los elementos activos/pasivos que interactúan coincidentemente en la red de distribución, esto nos da como resultado el total de la pérdida técnica asociada a la demanda consumida por el circuito y que es abastecida por los alimentadores en las subestaciones y los generadores distribuidos conectados en los mismos circuitos. Estos cálculos se hacen teniendo en consideración el régimen de demanda/generación de Abril 2020 (Mes de Máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional).

Los resultados Quasy dinámicos producto del análisis anterior se listan en los Anexos 3.1 “Pérdida Técnica MT 13.8 KV” y Anexos 3.2 “Pérdida Técnica MT 34.5 KV”.

La siguiente tabla muestra el total de pérdidas técnicas del sistema nacional en la red de media tensión (13.8 y 34.5 KV).



Nivel de Tensión	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Generación MW	Energía Generación MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida en Potencia %	Pérdida Energía %
13.8	717.41	313351.57			31.24	10602.30	4.35%	3.38%
34.5	891.27	390515.47	76.42	21903.87	73.23	24900.07	7.57%	6.38%
<b>Total</b>	<b>1608.68</b>	<b>703867.04</b>	<b>76.42</b>	<b>21903.87</b>	<b>104.47</b>	<b>35502.37</b>	<b>6.20%</b>	<b>5.04%</b>

Tabla 1: Resumen Pérdida Técnica MT en 13.8 y 34.5 KV. Abril 2020.

## 2 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Baja Tensión (240 V).

Para realizar este cálculo se utilizaron herramientas de análisis estadístico dentro el ArcGis que contemplan el Algoritmo de Jenks, Media y Desviación Estándar, junto con los registros de consumo de energía de todos los clientes georeferenciados en el año, perfiles de carga de los alimentadores primarios de todos los circuitos de distribución en el mes de demanda máxima (Abril 2020).

El cálculo se divide específicamente en cuatro tópicos :

- 2.1. Las pérdidas asociadas a las líneas de Baja Tensión.
- 2.2. Las pérdidas asociadas a las acometidas de los clientes.
- 2.3. Las pérdidas asociadas a los medidores de los clientes.
- 2.4. Las pérdidas asociadas al alumbrado público.

### 2.1 Líneas en Baja Tensión.

Para el análisis de las pérdidas técnicas asociadas a la red de Baja tensión se realiza un análisis de conglomerados de demanda a nivel nacional, utilizando los consumos mensuales de cada cliente (KWh) en una ventana de tiempo de un año, esto dividido entre la cantidad de horas en el año (8760 horas/año), con lo cual obtenemos una demanda promedio del cliente.

$$D_{Prom} = C_{KWh} \times \frac{1}{8760}$$

luego se calcula el Factor de carga de cada circuito de distribución en el mes de demanda máxima, el cual está definido como el cociente entre la demanda promedio y la demanda máxima medida en el mismo mes.

$$FC = \frac{D_{Prom/Circ}}{D_{Max/circ}}$$

Con estos dos factores, se calcula la demanda máxima de cada cliente utilizando la siguiente ecuación:





$$D_{Max/Cliente} = D_{Prom} \times (1 + FC)$$

Con esta demanda por cliente calculada, se procede a realizar un análisis de conglomerados. En el proceso de tal análisis, una de las primeras cuestiones a investigar es la relacionada con el tamaño de la cuadrícula que mejor se adecúa a los fines pretendidos. Así se ha investigado en primera instancia cuadrículas con un área igual a



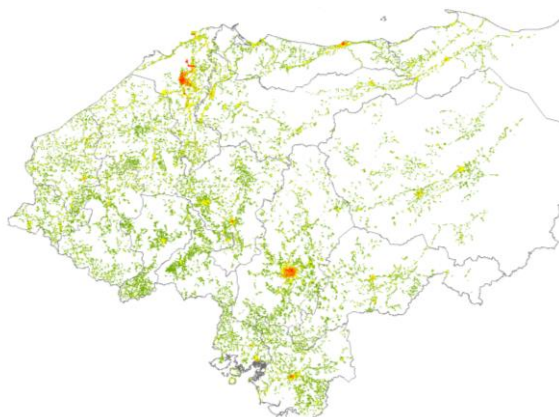
1 Km cuadrado, en segunda instancia cuadrículas de 200 y 400 metros de lado, siendo esta última la seleccionada. El proceso de selección resulta de una iteración entre los resultados de la aplicación informática y las observaciones del planificador, apoyado por fotos satelitales e imágenes del ArcGIS con instalaciones actuales.

Para efectos del presente informe se definen la cantidad de conglomerados en la red de distribución en Honduras (tres urbanos: Alta, Media y Baja Densidad y uno Rural) y aplicando para el análisis de conglomerados el algoritmo de Jenks que utiliza el ArcGIS por defecto. La variable a considerar para los conglomerados urbanos es la densidad de potencia que totaliza cada cuadrícula. Debido a que en este caso solo con densidad de potencia es imposible diferenciar las zonas urbanas de baja densidad de las zonas rurales, ha sido necesario realizar un análisis complementario basado en densidad de clientes. Se define que todo conglomerado de clientes menores o iguales a 30 como conglomerados rurales. Esta nueva variable permite separar las zonas urbanas de las rurales y luego se realiza, solo para las urbanas, el análisis basado en densidad de potencia. Luego de todo el proceso, unido siempre a la observación de los resultados respecto a la realidad existente (fotos satelitales de Google Earth y gráficos del ArcGIS) se concluyó que los valores que permiten zonificar el área son los mostrados en la siguiente tabla:

Tipos de Zonas	Rangos MT/BT (MW/KM <sup>2</sup> )	Rangos MT/BT (Clientes/KM <sup>2</sup> )	Color en las imágenes
Rural (R)	-----	<=30	
Baja Densidad (BD)	$0 < \delta \leq 0.5$	>30	
Media Densidad (MD)	$0.5 < \delta \leq 1.5$	>30	
Alta Densidad (AD)	$\delta > 1.5$	>30	

**Tabla 2:** Rangos adoptados en densidad de carga y clientes Circuitos Distribución Honduras, Mayo 2020.

A partir de la base georeferenciada de clientes y consumos suministrada por la Unidad de Digitalización para el mes de Mayo 2020, se han realizado todas aquellas tareas necesarias para asegurar la vinculación cliente-red, la incorporación de nuevas demandas.



**Imagen 1:** Cuadrícula de conglomerados de densidad de potencia Nacional, Febrero 2021.





A partir de cada cuadrícula se totaliza la cantidad de kilómetros por calibre de conductor instalado en la red de baja tensión, distribuyendo de manera proporcional la densidad de demanda en cada tramo de Baja Tensión. La siguiente imagen muestra las líneas de baja tensión sobre cuadrículas de Media-Alta Densidad de Demanda.



**Imagen 2:** Red de Baja Tensión sobre cuadrícula de Densidad de Demanda.

Para el cálculo de la resistencia ( $r$ ) se utiliza los siguientes valores de Resistencia CA para cada calibre de cable existente en la red de Baja Tensión y se multiplica por el total de la longitud de cada calibre:

No	Calibre	Resistencia CA (Ohm/Km)
1	1/0	0.427
2	3/0	0.269

**Tabla 3:** Resistencia AC por calibre en BT.

$$r = R_{CA} \times \sum longitud_{calibre\ conductor}$$

Ya que se obtuvo el total de red de baja tensión por calibre en cada cuadrícula, se calcula la corriente que estaría circulando en la red de baja tensión en cada cuadrícula ( $I$ ), este cálculo se hace dividiendo la densidad de demanda entre el valor de voltaje de línea en baja tensión (240 V).

$$I = \frac{\sum D_{Max\ Cliente/cuadrícula}}{240}$$

El cálculo de la pérdida Técnica por efecto Joule en cada tramo BT contenido en la cuadrícula se da utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{BT} = I^2 \times r$$

Teniendo en consideración la ecuación anterior, el total de la pérdida técnica debido al efecto Joule se calcula sumando la pérdida de cada tramo BT contenidas en las cuadrículas de densidad de demanda.

$$Total\ Pérdida\ Técnica\ BT = \sum P_{BT}$$

Los resultados de cada circuito se adjuntan en el anexo 3.3 “Pérdida Técnica BT 240 V”, con lo cual obtenemos un total de pérdidas en potencia de **28.24 MW**.

## 2.2 Acometidas.

Para el análisis de las pérdidas técnicas asociadas a los tramos de baja tensión denominados “Acometidas” se calcula la longitud promedio de todos los tramos de acometidas a través del ArcGIS, la cual resulta ser de 0.025KM. El calibre de conductor para este tipo de tramo en BT se fija en AWG/kcmil #6, con un valor de Resistencia CA de 1.61 Ohm/Km. Para el cálculo de la resistencia del tramo (r) se multiplica la longitud promedio por la resistencia CA.

Este tipo de acometida la tienen los clientes residenciales, para efectos de este cálculo son 2,175,851 de acometidas, por lo que se asume una demanda máxima por cliente de 0.679 KW instantáneos, este valor se calculó basándose en el consumo promedio por cliente.

La corriente instantánea máxima que circula por las acometidas es el cociente de la demanda máxima por cliente entre el voltaje de línea (240V), lo que calcula una corriente máxima de 2.83 A.

La pérdida técnica total por efecto Joule asociada a las acometidas se calcula multiplicando el cuadrado de la corriente máxima por la resistencia (r) y por el total de clientes residenciales. Los resultados obtenidos para este cálculo son de **0.70 MW** de pérdidas en potencia por concepto de acometidas para el año 2020.

## 2.3 Medidores.

Para el análisis de las pérdidas técnicas asociadas a los medidores de baja tensión se obtiene el total de medidores instalados utilizando la base de datos de Facturación ENEE, los cuales suman un total de 2,188,791 de medidores.

Para efectos de este cálculo se asume que cada medidor maneja un estándar de pérdidas técnicas de 3W instantáneos.

La pérdida técnica total por efecto Joule asociada a los medidores se calcula multiplicando el total de medidores instalados por la pérdida técnica instantánea de cada medidor. Los resultados obtenidos para este cálculo son de **6.57MW** para el año 2020.

## 2.4 Alumbrado Público

Para el análisis de las pérdidas técnicas asociadas a la red de Alumbrado Público (AP), se realiza un análisis de conglomerados de potencia instalada en AP, utilizando los valores de las potencias nominales de cada una de las luminarias instaladas en la red de baja tensión a nivel nacional.

A partir de la base georreferenciada de AP proporcionada por la Unidad de Digitalización para el mes de mayo 2020, se han realizado todas aquellas tareas necesarias para



asegurar la vinculación Luminaria-red, una vez teniendo la totalidad de las luminarias vinculadas a una red de baja tensión se procede a asignar un total de potencia instalada por cuadrícula de densidad de carga.

Para el cálculo de la resistencia ( $r$ ) se utiliza los siguientes valores de Resistencia CA para cada calibre de cable existente en la red de Baja Tensión y se multiplica por el total de la longitud de cada calibre:

No	Calibre	Resistencia CA (Ohm/Km)
1	1/0	0.427
2	3/0	0.269

**Tabla 4:** Resistencia AC por calibre en BT.

$$r = R_{CA} \times \sum longitud_{calibre\ conductor}$$

Ya que se obtuvo el total de red de baja tensión por calibre en cada cuadrícula, se calcula la corriente que estaría circulando en la red de baja tensión en cada cuadrícula ( $I$ ), este cálculo se hace dividiendo la Potencia nominal instalada por AP e cada cuadrícula de densidad de carga, entre el valor de voltaje de línea en baja tensión (240 V).

$$I = \frac{\sum D_{AP/cuadrícula}}{240}$$

El cálculo de la pérdida Técnica por efecto Joule en cada tramo BT contenido en la cuadrícula se da utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{BT} = I^2 \times r$$

Teniendo en consideración la ecuación anterior, el total de la pérdida técnica debido al efecto Joule se calcula sumando la pérdida de cada tramo BT contenidas en las cuadrículas de densidad de demanda.

$$Total\ Pérdida\ Técnica\ AP = \sum P_{AP}$$

Teniendo en consideración todos los cálculos y premisas anteriores el resultado totalizando de pérdidas eléctricas técnicas en potencia por concepto de Alumbrado Público para el año 2020 es de **5.01 MW**.



## 2.5 Balance de Pérdida Técnica en BT.

La siguiente tabla muestra el total de pérdida técnica asociada a la red de Baja Tensión.

Elemento en BT	Pérdida MW
Líneas 240 V	28.24
Acometidas	0.70
Medidores	6.57
AP	5.01
<b>Total</b>	<b>40.52</b>

**Tabla 5:** Calculo de Pérdida Total en BT.

## 3 Resumen.

La siguiente tabla muestra el resumen de las pérdidas técnicas en los diferentes niveles de tensión calculados en el mes de demanda máxima.

Nivel de Tensión	Descripción	Dem. MAX MW	Energía (circuito) MWh	Gen. MW	Energía Gen. MWh	Pérdida MAX MW	Pérdida en Potencia %
Baja Tensión	Línea BT					28.24	
	Acometidas					0.70	
	Medidores					6.57	
	AP					5.01	
Media Tensión	13.8 KV	717.41	313,351.57			31.24	4.35%
	34.5 KV	891.27	390,515.47	76.42	21,903.87	73.23	7.57%
<b>Total</b>		<b>1,608.68</b>	<b>703,867.04</b>	<b>76.42</b>	<b>21,903.87</b>	<b>144.99</b>	<b>8.60%</b>

**Tabla 6:** Tabla Resumen de Pérdidas Técnicas mes de demanda máxima, Abril 2019.



## 4 Anexos

### 4.1 Pérdida Técnica MT 13.8 KV

No	CIRCUITO	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida Potencia %	Pérdida Energía %
1	BER205	17.71	9098.45	1.87	722.13	10.57%	7.94%
2	BER207	9.28	4918.02	0.21	99.81	2.32%	2.03%
3	BER208	7.07	2554.31	0.21	64.98	2.94%	2.54%
4	BER247	10.79	4920.65	2.21	100.75	20.46%	2.05%
5	BER248	10.99	4429.39	0.92	81.54	8.33%	1.84%
6	BER281	8.03	3515.41	0.41	59.27	5.15%	1.69%
7	BER282	10.88	4616.74	1.02	92.25	9.40%	2.00%
8	BER283	12.30	5316.53	1.35	123.78	10.99%	2.33%
9	BER288	11.88	4949.08	0.52	155.49	4.37%	3.14%
10	BER290	13.48	7017.22	0.38	162.40	2.80%	2.31%
11	BVI211	9.57	3036.59	0.15	51.64	1.55%	1.70%
12	BVI212	9.33	1946.58	0.16	44.05	1.72%	2.26%
13	BVI213	3.19	1350.26	0.05	29.41	1.67%	2.18%
14	BVI214	10.72	4674.45	0.18	85.10	1.67%	1.82%
15	CDA271	8.03	3589.41	0.17	77.89	2.05%	2.17%
16	CDA272	7.27	3483.87	0.15	72.82	2.10%	2.09%
17	CDA273	13.75	5744.48	0.50	169.76	3.62%	2.96%
18	CHM215	11.90	6470.56	0.80	359.54	6.70%	5.56%
19	CHM216	11.21	5919.22	0.64	267.84	5.68%	4.52%
20	CHM251	6.50	2539.35	0.21	64.25	3.23%	2.53%
21	CHM252	9.50	4989.01	0.24	133.50	2.51%	2.68%
22	CHM276	0.31	163.55	0.03	20.09	9.07%	12.28%
23	CIR241	15.04	7805.65	0.69	281.52	4.59%	3.61%
24	CIR242	5.80	2905.59	0.08	39.65	1.29%	1.36%
25	CIR243	2.35	998.04	0.06	35.06	2.36%	3.51%
26	CIR244	10.13	5460.99	0.19	95.59	1.92%	1.75%
27	CIR245	7.76	3648.97	0.15	62.39	1.95%	1.71%
28	CIR246	12.80	7124.38	0.40	189.24	3.16%	2.66%
29	LLN231	7.00	2420.13	0.19	49.61	2.74%	2.05%
30	LLN232	9.20	4245.85	0.64	234.71	6.94%	5.53%
31	LLN233	4.77	2038.42	0.07	39.41	1.49%	1.93%
32	LLN234	1.73	686.60	0.03	20.55	1.83%	2.99%
33	LNZ261	3.59	1560.63	0.05	25.04	1.29%	1.60%
34	LNZ262	3.84	1621.79	0.06	33.87	1.53%	2.09%
35	LNZ263	3.07	1177.71	0.04	25.27	1.46%	2.15%
36	LNZ264	3.07	554.19	0.04	15.07	1.25%	2.72%
37	LNZ266	4.76	2234.84	0.08	44.77	1.61%	2.00%
38	LNZ267	5.22	2358.47	0.10	50.86	1.97%	2.16%



No	CIRCUITO	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida Potencia %	Pérdida Energía %
39	LPT203	11.07	6091.82	0.31	147.28	2.84%	2.42%
40	LPT204	13.63	7397.02	0.78	344.36	5.72%	4.66%
41	LPT230	6.65	2892.40	0.13	61.85	1.97%	2.14%
42	LPT232	8.57	4177.50	0.18	80.47	2.13%	1.93%
43	LPT233	5.34	2922.25	0.16	78.07	2.93%	2.67%
44	LPT234	3.04	1375.83	0.04	20.51	1.34%	1.49%
45	LPT249	10.19	5334.76	0.30	128.15	2.91%	2.40%
46	LPT250	11.40	6139.01	0.54	236.09	4.73%	3.85%
47	LVI227	10.17	5076.02	0.61	232.53	5.97%	4.58%
48	LVI228	3.72	1951.01	0.06	24.33	1.51%	1.25%
49	LVI235	17.52	9166.47	1.00	401.48	5.73%	4.38%
50	LVI236	6.83	3037.78	0.17	59.83	2.46%	1.97%
51	MFL235	5.94	1945.75	0.07	26.38	1.23%	1.36%
52	MFL237	6.47	2827.66	0.11	44.95	1.67%	1.59%
53	MFL238	7.48	2672.64	0.15	59.70	1.97%	2.23%
54	MFL239	4.36	848.41	0.09	51.26	2.13%	6.04%
55	MFL240	4.50	1599.66	0.07	61.50	1.66%	3.84%
56	MFL241	5.00	2321.27	0.08	42.03	1.63%	1.81%
57	PNU260	7.16	2311.00	0.11	64.73	1.53%	2.80%
58	RTD289	7.11	3854.79	0.13	73.93	1.82%	1.92%
59	RTD295	15.26	8180.92	2.19	891.59	14.35%	10.90%
60	SFE227	11.80	4935.97	0.61	225.80	5.21%	4.57%
61	SFE228	13.80	5595.83	0.61	192.87	4.44%	3.45%
62	SFE229	5.62	2663.97	0.10	52.13	1.81%	1.96%
63	SFE230	12.07	5346.96	0.30	106.44	2.47%	1.99%
64	SFE291	8.61	3576.67	0.18	69.69	2.13%	1.95%
65	SMT284	11.42	6234.72	0.80	348.56	6.99%	5.59%
66	SMT285	9.48	4603.47	0.46	179.65	4.81%	3.90%
67	SMT291	34.93	3047.33	0.14	67.08	0.41%	2.20%
68	SUY251	12.99	5633.19	0.60	200.17	4.62%	3.55%
69	SUY253	7.23	3384.09	0.13	64.99	1.85%	1.92%
70	SUY254	7.49	654.80	0.14	12.38	1.81%	1.89%
71	SUY255	8.46	3827.34	0.23	94.56	2.68%	2.47%
72	SUY256	9.10	3961.77	0.30	165.84	3.34%	4.19%
73	SUY257	6.92	2819.38	0.17	56.88	2.47%	2.02%
74	SUY258	10.08	4137.57	1.88	519.64	18.62%	12.56%
75	TON295	7.09	3382.41	0.15	68.46	2.16%	2.02%
76	TON296	10.74	4796.15	0.40	151.35	3.70%	3.16%
77	TON297	12.28	5002.30	0.58	173.53	4.76%	3.47%
78	TON298	4.39	2113.08	0.20	89.25	4.46%	4.22%
79	TSZ223	3.58	2034.99	0.06	32.90	1.65%	1.62%
80	TSZ224	8.75	4702.48	0.43	198.15	4.91%	4.21%
81	TSZ225	10.68	4802.82	0.17	88.05	1.61%	1.83%



No	CIRCUITO	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida Potencia %	Pérdida Energía %
82	TSZ226	4.67	1884.93	0.07	32.00	1.48%	1.70%
<b>Total</b>		<b>717.41</b>	<b>313351.57</b>	<b>31.24</b>	<b>10602.30</b>	<b>4.35%</b>	<b>3.38%</b>

*Tabla 7:* Resumen Pérdida Técnica MT en 13.8 KV. Abril 2020.



#### 4.2 Pérdida Técnica MT 34.5 KV

No	CIRCUITO	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Generación MW	Energía Generación MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida en Potencia %	Pérdida Energía %
1	AMT333	2.19	922.27			0.11	73.98	5.09%	8.02%
2	AMT335	9.61	3789.18			0.44	254.51	4.53%	6.72%
3	BOR349	3.91	1800.23			0.16	76.02	3.99%	4.22%
4	BOR351	12.40	5195.37	2.20	53.17	1.58	477.48	10.81%	9.19%
5	CAR389	15.66	9171.17	0.31	63.76	1.50	780.03	9.41%	8.51%
6	CAT375	12.72	5834.50			0.46	212.04	3.60%	3.63%
7	CAT376	3.13	1342.63			0.09	44.21	2.81%	3.29%
8	CCE340	5.40	2813.83			0.19	109.96	3.55%	3.91%
9	CCE341	2.51	1251.50			0.09	41.52	3.40%	3.32%
10	CCE342	14.51	7425.19			1.05	474.42	7.23%	6.39%
11	CDH344	5.38	2038.53			0.20	95.74	3.68%	4.70%
12	CDH345	7.17	3046.62			0.27	117.26	3.82%	3.85%
13	CHI362	2.27	823.34	0.70	102.24	0.20	55.49	6.61%	6.74%
14	CHI363	5.29	2218.72			0.27	125.36	5.07%	5.65%
15	CJN370	5.47	2644.77			0.19	99.62	3.55%	3.77%
16	CRL301	7.63	2867.75	0.86	857.98	0.49	199.88	5.79%	6.97%
17	CRL302	2.19	1636.89	1.75	2123.68	0.09	40.60	2.33%	2.48%
18	CRL303	29.64	16476.78	2.50	5401.86	3.79	1791.28	11.80%	10.87%
19	CRL304	8.04	3347.71			1.11	353.84	13.75%	10.57%
20	CTE308	3.68	1820.91			0.07	43.73	1.89%	2.40%
21	CTE311	8.80	3067.25			0.23	92.89	2.57%	3.03%





No	CIRCUITO	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Generación MW	Energía Generación MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida en Potencia %	Pérdida Energía %
22	CTE313	9.93	5202.56			0.27	149.07	2.71%	2.87%
23	CYG316	18.73	8366.88			1.92	760.05	10.23%	9.08%
24	CYG317	19.29	10643.95	10.50	1831.69	5.77	1305.23	19.37%	12.26%
25	CYG325	6.10	2551.34			0.14	73.76	2.32%	2.89%
26	CYG326	13.99	4552.22			1.02	246.11	7.29%	5.41%
27	DAN387	7.35	3129.37			0.30	127.64	4.09%	4.08%
28	DAN388	4.91	2076.57			0.08	43.53	1.73%	2.10%
29	DAN389	7.95	3496.00			0.36	160.71	4.52%	4.60%
30	ERA371	1.35	529.63			0.07	42.53	5.17%	8.03%
31	ERA372	10.81	3724.73			2.01	530.45	18.60%	14.24%
32	GMC377	5.65	2149.34			0.28	107.72	4.99%	5.01%
33	GMC378	9.88	3061.50	1.00	800.08	1.54	483.46	14.16%	15.79%
34	GUA355	1.83	968.91			0.05	33.28	2.81%	3.44%
35	GUA356	8.44	3969.43			0.37	184.25	4.44%	4.64%
36	ISL344	6.23	3290.00			0.28	133.29	4.57%	4.05%
37	ISL345	7.32	3512.80			0.38	146.98	5.22%	4.18%
38	ISL346	2.17	1049.34			0.03	15.18	1.40%	1.45%
39	ISL347	9.17	4261.02			0.62	231.73	6.71%	5.44%
40	JUT379	9.76	4511.00			0.29	123.92	2.94%	2.75%
41	JUT381	3.68	1468.48			0.11	51.40	2.90%	3.50%
42	JUT382	1.67	683.91			0.04	22.20	2.53%	3.25%
43	LEC357	12.34	5220.40	4.80	674.87	1.89	627.52	11.02%	12.02%
44	LEC358	20.18	6176.10			3.02	573.69	14.95%	9.29%
45	LEC361	4.52	2376.74			0.10	51.65	2.14%	2.17%



No	CIRCUITO	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Generación MW	Energía Generación MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida en Potencia %	Pérdida Energía %
46	LEC362	12.21	4325.82	9.00	1909.77	4.92	535.17	23.19%	12.37%
47	LFL334	8.66	3758.66			0.57	235.60	6.54%	6.27%
48	MAS352	9.88	4989.16			0.42	179.55	4.28%	3.60%
49	MAS353	13.96	3975.72	10.30	3026.41	1.67	264.77	6.88%	6.66%
50	MAS354	1.97	511.48			0.04	22.42	1.89%	4.38%
51	MOR396	6.69	2440.3			0.22	94.62	3.29%	3.88%
52	NCO364	22.76	5948.27	13.50	1474.86	1.89	346.24	5.22%	5.82%
53	NCO365	18.43	9679.62			0.95	400.24	5.16%	4.13%
54	NIS331	2.51	833.56			0.09	42.76	3.65%	5.13%
55	NIS332	10.68	4552.31	5.00	678.45	1.26	367.90	8.06%	8.08%
56	PAV366	6.64	3698.19			0.39	287.42	5.90%	7.77%
57	PAV367	21.58	13265.32			1.58	929.69	7.33%	7.01%
58	PAV368	17.58	9376.53			2.79	1216.38	15.86%	12.97%
59	PAV369	14.32	4836.64			2.03	323.92	14.19%	6.70%
60	PGR317	9.15	4995.64			0.18	108.39	2.01%	2.17%
61	PGR318	15.04	7784.55			0.45	233.35	3.02%	3.00%
62	PGR319	21.39	10946.87			1.77	730.93	8.30%	6.68%
63	RET287	6.99	3503.65			0.10	48.52	1.38%	1.38%
64	RNA384	1.75	482.43			0.00	2.51	0.21%	0.52%
65	RNA385	8.46	3255.49			0.28	104.31	3.31%	3.20%
66	RNA386	3.18	1941.33			0.03	23.50	1.07%	1.21%
67	SFE306	12.67	1819.68			0.47	86.26	3.69%	4.74%
68	SFE307	6.77	2890.88			0.19	108.44	2.85%	3.75%
69	SGT373	10.20	4103.47	4.00	538.92	0.52	200.11	3.69%	4.88%



No	CIRCUITO	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Generación MW	Energía Generación MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida en Potencia %	Pérdida Energía %
70	SGT374	9.97	4773.54			0.42	256.81	4.22%	5.38%
71	SIS327	10.13	3025.66			0.28	81.85	2.74%	2.71%
72	SIS328	5.14	2512.70			0.11	68.66	2.19%	2.73%
73	SIS329	8.02	4353.47			0.17	94.74	2.08%	2.18%
74	SIS330	10.59	3932.46	4.00	1267.13	2.09	519.65	14.29%	13.21%
75	SLU318	23.14	11695.83			2.27	903.35	9.80%	7.72%
76	SLU320	14.38	7918.97			0.36	184.45	2.52%	2.33%
77	SLU358	14.42	1761.49			0.74	50.24	5.11%	2.85%
78	SLU359	13.53	6207.71			0.43	174.25	3.15%	2.81%
79	SRS338	12.87	1605.51			2.46	1057.25	19.10%	65.85%
80	SRS339	12.50	4556.08	1.00	114.67	2.11	544.11	15.64%	11.94%
81	TEL309	15.27	5242.34			1.28	261.92	8.40%	5.00%
82	TEL310	7.02	3972.48			0.19	235.60	2.68%	5.93%
83	VNU323	14.75	7907.43			0.49	249.28	3.32%	3.15%
84	VNU324	17.95	7539.08	5.00	984.31	0.80	274.70	3.50%	3.64%
85	VNU391	15.64	8170.19			0.53	243.35	3.37%	2.98%
86	VNU392	12.85	6600.63			0.25	138.35	1.97%	2.10%
87	VNU393	16.39	8299.23			0.92	371.66	5.60%	4.48%
88	VNU394	3.09	1516.92			0.04	25.43	1.40%	1.68%
89	YOR397	2.47	1146.50			0.04	26.89	1.71%	2.35%
90	YOR398	1.30	514.81			0.04	25.10	3.23%	4.87%
91	YOR399	5.71	2410.97			0.42	168.20	7.32%	6.98%
92	ZAM383	3.59	1605.56			0.18	102.00	4.99%	6.35%
93	ZAM384	2.66	1130.25			0.14	86.57	5.28%	7.66%



No	CIRCUITO	Demanda MAX MW	Energía (circuito) MWh	Generación MW	Energía Generación MWh	Pérdida MAX MW	Energía Pérdida MWh	Pérdida en Potencia %	Pérdida Energía %
94	ZAM385	3.56	1692.71			0.13	77.47	3.66%	4.58%
Total		891.27	390515.47	76.42	21903.87	73.23	24900.07	7.57%	6.38%

**Tabla 8:** Resumen Pérdida Técnica MT en 34.5 KV. Abril 2020.



#### 4.3 Pérdida Técnica BT 240 V

CIRCUITO	Pérdida KW
AMT333	1.299
AMT335	196.157
BER205	23.673
BER207	34.493
BER208	4.983
BER247	233.789
BER248	33.858
BER281	12.458
BER282	1124.307
BER283	217.474
BER288	10.873
BER290	78.609
BOR349	1.521
BOR350	2.580
BOR351	13.268
BVI211	11.883
BVI212	8.307
BVI213	12.524
BVI214	34.614
CAR389	2338.814
CAR390	29.565
CAT375	10.909
CAT376	0.377
CCE340	26.420
CCE341	1.566
CCE342	8.175
CDA271	16.174
CDA272	95.202
CDA273	10.788
CDH344	7.863

CDH345	3.775
CHI362	0.244
CHI363	0.877
CHM215	158.648
CHM216	1721.075
CHM251	10.812
CHM252	133.896
CHM276	0.147
CIR241	7.305
CIR242	12.512
CIR243	11.479
CIR244	20.929
CIR245	42.919
CIR246	93.771
CJN370	22.666
CRL301	2.368
CRL302	1.525
CRL303	0.808
CRL304	0.862
CTE308	56.072
CTE311	13.548
CTE312	4.447
CTE313	224.665
CYG316	13.400
CYG317	3.874
CYG325	13.645
CYG326	5.943
DAN387	11.569
DAN388	7.614
DAN389	29.564
ERA371	0.070
ERA372	2.794



<b>GMC377</b>	1.498
<b>GMC378</b>	5.256
<b>GUA355</b>	0.419
<b>GUA356</b>	16.331
<b>ISL344</b>	3.008
<b>ISL345</b>	23.149
<b>ISL346</b>	0.141
<b>ISL347</b>	35.178
<b>JUT379</b>	14.832
<b>JUT380</b>	2.207
<b>JUT381</b>	0.857
<b>JUT382</b>	0.958
<b>LEC357</b>	4.416
<b>LEC358</b>	76.134
<b>LEC361</b>	9.805
<b>LEC362</b>	7.147
<b>LFL334</b>	10.754
<b>LLN231</b>	4.811
<b>LLN232</b>	69.288
<b>LLN233</b>	2.000
<b>LLN234</b>	2.898
<b>LNZ261</b>	17.682
<b>LNZ262</b>	5.256
<b>LNZ263</b>	1.915
<b>LNZ264</b>	1.080
<b>LNZ266</b>	17.916
<b>LNZ267</b>	9.776
<b>LPT203</b>	28.236
<b>LPT204</b>	28.986
<b>LPT230</b>	112.455
<b>LPT232</b>	55.534
<b>LPT233</b>	8.101

<b>LPT234</b>	8.920
<b>LPT249</b>	24.043
<b>LPT250</b>	34.043
<b>LVI227</b>	1017.932
<b>LVI228</b>	12.245
<b>LVI235</b>	8.243
<b>LVI236</b>	589.222
<b>MAS352</b>	5.274
<b>MAS353</b>	5.608
<b>MAS354</b>	0.880
<b>MFL235</b>	14.054
<b>MFL236</b>	0.000
<b>MFL237</b>	2.786
<b>MFL238</b>	11.681
<b>MFL239</b>	12.511
<b>MFL240</b>	27.038
<b>MFL241</b>	17.858
<b>MOR395</b>	1.314
<b>MOR396</b>	0.773
<b>NCO364</b>	4.046
<b>NCO365</b>	151.176
<b>NIS331</b>	0.120
<b>NIS332</b>	6.245
<b>PAV366</b>	729.584
<b>PAV367</b>	229.036
<b>PAV368</b>	6.722
<b>PAV369</b>	0.790
<b>PGR317</b>	5.670
<b>PGR318</b>	18.917
<b>PGR319</b>	6.040
<b>PNU260</b>	8.709
<b>PRD360</b>	3.186



PVR342	11.388
RET286	0.127
RET287	786.773
RNA385	395.610
RNA386	11.464
RTD289	28.858
RTD295	42.496
SFE227	4.388
SFE228	4.262
SFE229	4.898
SFE230	11.686
SFE291	6.926
SFE306	2.147
SFE307	7.839
SGT373	240.220
SGT374	32.422
SIS327	15.621
SIS328	11.926
SIS329	9.132
SIS330	6.021
SLU318	24.044
SLU320	92.273
SLU358	2.923
SLU359	10.731
SMT284	12.544
SMT285	5.498
SMT291	2.302
SRS338	3.998
SRS339	2.971
SUY251	16.729
SUY253	71.435
SUY254	27.966

SUY255	28.404
SUY256	9.530
SUY257	2.374
SUY258	5.428
TEL309	29.497
TEL310	7.022
TON295	12.340
TON296	42.737
TON297	17.243
TON298	26.028
TSZ223	36.741
TSZ224	3.474
TSZ225	1.193
TSZ226	3.770
VNU323	38.485
VNU324	8.688
VNU391	2305.517
VNU392	1363.140
VNU393	11604.656
VNU394	1.857
YOR397	1.413
YOR398	0.290
YOR399	0.320
ZAM383	1.920
ZAM384	0.238
ZAM385	0.703
<b>Total</b>	<b>28.24 MW</b>

Tabla 9: Resumen Pérdida Técnica BT en 240V. Abril 2020.

