

# 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**