

---

**Distribuidora de Energía Eléctrica  
ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**

**Informe  
Propuesta Pliegos Tarifarios**

2023

---

## INDICE

<b>1.</b>	<b>OBJETO DEL INFORME .....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>2</b>
<b>2.1</b>	<b>Criterios de asignación de componentes por potencia.....</b>	<b>2</b>
<b>2.2</b>	<b>Escalonamiento de bloques de consumo .....</b>	<b>2</b>
<b>2.3</b>	<b>Asignación componente de generación .....</b>	<b>3</b>
<b>2.4</b>	<b>Nuevas tarifas horarias .....</b>	<b>5</b>
<b>2.5</b>	<b>Consideraciones adicionales .....</b>	<b>7</b>
<b>3.</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>9</b>
<b>4.</b>	<b>PROPUESTA DE ESTRUCTURA Y CARGOS TARIFARIOS .....</b>	<b>9</b>
<b>4.1</b>	<b>Categorías tarifarias propuestas.....</b>	<b>10</b>
<b>4.2</b>	<b>Políticas y Estrategias tarifarias.....</b>	<b>12</b>
<b>4.3</b>	<b>Propuesta tarifaria. ....</b>	<b>17</b>
<b>5.</b>	<b>DETERMINACIÓN TÉCNICA DE LOS CARGOS TARIFARIOS... </b>	<b>17</b>
<b>5.1</b>	<b>Ingreso Máximo Permitido.....</b>	<b>17</b>
<b>5.2</b>	<b>Diseño de los componentes de costos de distribución .....</b>	<b>18</b>
<b>5.3</b>	<b>Diseño de los componentes de costos por pérdidas en distribución .....</b>	<b>27</b>
<b>5.4</b>	<b>Componentes de costos por comercialización .....</b>	<b>32</b>
<b>5.5</b>	<b>Componentes de costos por alumbrado público .....</b>	<b>35</b>
<b>5.6</b>	<b>Componentes de costos de abastecimiento .....</b>	<b>37</b>
<b>5.7</b>	<b>Tarifa Prepago.....</b>	<b>48</b>

---

## 1. OBJETO DEL INFORME

El presente informe contiene los pliegos tarifarios resultantes del estudio tarifario:

- Los pliegos tarifarios con las categorías tarifarias definidas y la discriminación de sus correspondientes cargos tarifarios.
- El procedimiento empleado para la determinación técnica de cada uno de los cargos correspondientes a los diferentes componentes de costos a remunerar.
- El procedimiento empleado para implementar esquemas de subsidios vigentes y políticas tarifarias planteadas.
- El procedimiento seguido para el cálculo de nuevas tarifas, en particular, la apertura de cargos de energía en 3 bloques horarios: punta (P), medio fuera de punta (MFP) y bajo fuera de punta (BFP).

En la determinación de los cargos se han seguido los lineamientos establecidos en el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) como las directivas emanadas por ASEP mediante nota DSAN-0360-23.

Los valores resultantes corresponden al Ingreso Máximo Permitido aprobado por la Resolución AN No.18513-Elec de 22 de junio de 2023.

---

## 2. RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe contiene los pliegos tarifarios resultantes del estudio tarifario. En el mismo se describe el procesamiento para la determinación de cada uno de los cargos correspondientes a los diferentes componentes de costos a remunerar.

En primer lugar se determinan los cargos técnicos para posteriormente determinar los cargos a aplicar en función de los esquemas de subsidios vigentes y políticas tarifarias implementadas. En la determinación de los cargos se han seguido los lineamientos establecidos en el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) como así también las directivas emanadas por ASEP mediante nota DSAN-0360-23.

Los valores resultantes corresponden al Ingreso Máximo Permitido aprobado por la Resolución AN No.18513-Elec de 22 de junio de 2023.

### 2.1 Criterios de asignación de componentes por potencia

Los criterios de asignación seguidos en el cálculo de los pliegos tarifarios responden a las indicaciones emitidas por ASEP en la mencionada nota.

Estos criterios se resumen en la siguiente tabla:

#### Criterios de asignación tarifaria

Componente	% de Energización
Comercialización	100%
Distribución	0%
Alumbrado Público	100%
Pérdidas Distribución	92%
Transmisión	50%
Pérdidas Transmisión	100%
Generación	BT y MT: 85% AT: 50%

### 2.2 Escalonamiento de bloques de consumo

En cuanto al escalonamiento de los cargos variables por energía para las tarifas BTS y BTD, el esquema es:

- Tarifa BTD: se mantiene la proporcionalidad existente en las tarifas vigentes.
- Tarifa BTS.

- 
- bloques tarifarios crecientes con rangos de consumo como los actuales. Los cargos se aplican a la parte del consumo que corresponde a cada rango (similar a los cargos tarifarios de energía de las tarifas BTD). En este esquema se mantiene la proporcionalidad existente entre cargos de los diferentes bloques.

Para determinar los cargos por energía para escalones de consumo se hace la redistribución de precio por rango de consumo para garantizar la neutralidad de ingresos, de forma tal que se verifiquen las siguientes relaciones entre escalones de consumo y que mantienen la proporcionalidad existente en las tarifas vigentes en el segundo semestre de 2018:

- BTS (componentes CENEGEN):
  - BTS 2: 38% por encima de BTS 1
  - BTS 3: 27% por encima de BTS 2
- BTD (componentes CENEGEN):
  - Desde 10,001 hasta 30,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior
  - Desde 30,001 hasta 50,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior
  - Más de 50,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior

## **2.3 Asignación componente de generación**

### **2.3.1 Asignación de costos de generación a cargos por demanda**

En primer lugar, se determina la porción de los costos de generación que se asignan a cargos por demanda. Para ello, este monto es el producto entre el Cargo por Capacidad (CPG) y la demanda de la empresa (contratada más SRLP), y luego con este monto se determinan los CPOTGEN y CPOTGENE.

El resto de los costos de generación (restando al costo total permitido el asignado a potencia) se recuperan en los cargos por energía CENEGEN. El procedimiento empleado se resume a continuación:

1. Se determina el monto a asignar a cargos por potencia como el producto de la demanda máxima de la empresa (contratada más SRLP) y el Costo por potencia máxima en punta de generación (CPG).

- 
2. Luego se determinan los cargos asociados a este componente para clientes regulados y Grandes Clientes. Aquí dependiendo del grado de energización de la tarifa, este componente se asigna a dos cargos (CPOTGEN y CPOTGENE)
  3. Se suma el monto a facturar (estimado para el segundo semestre 2023) por este concepto a clientes regulados y Grandes Clientes.
  4. La diferencia entre el monto a asignar a cargos por potencia (obtenido en el punto 1) y el monto a facturar tanto a clientes regulados como Grandes Clientes, se asigna a un cargo por energía (CPOTGENE) entre las ventas a clientes regulados y Grandes Clientes. Este cargo CPOTGENE se adiciona al indicado en el punto 2)

Los cargos CPOTGEN y CPOTGENE se determinan en primera medida en base a los parámetros tarifarios y factores de pérdidas de las distintas clases de clientes:

- Clientes con medición simple de energía (BTS): se energiza totalmente el cargo mediante el factor de carga y el factor de coincidencia externa.
- Clientes con medición de demanda: se determina el cargo por demanda bajo el supuesto inicial de que no se energiza el cargo. Para ello se consideran los factores de coincidencia externa e interna que correspondan. Luego se estima el cargo para los clientes con medición de demanda suponiendo que se energiza en su totalidad. Finalmente estos cargos preliminares por energía (CPOTGENE) y por demanda (CPOTGEN) de los clientes con medición de demanda son multiplicados por el porcentaje energizado y el porcentaje asignado a potencia, respectivamente, para obtener los cargos resultantes. Los porcentajes de energización son los indicados en la **Tabla 1**.

### 2.3.2 Asignación de costos de generación a cargos por energía

De acuerdo a los lineamientos de la ASEP, el resto de los costos de generación (descontados los costos extraordinarios) se deben recuperar con cargos CENEGEN.

---

Para la determinación de los CENEGEN, el resto de los costos de generación se dividen por la energía ingresada a las redes de la distribuidora en AT correspondiente a clientes regulados (a los que la distribuidora les compra la energía) y a las pérdidas de distribución para Grandes Clientes.

En el caso de los costos extraordinarios, el Reglamento estipula que el componente de costo extraordinario resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público, y es igual para todas las clases de clientes.

De acuerdo al artículo 70, los Grandes Clientes no pagan los componentes de costos de generación (salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar los cargos por energía y demanda asociados a la potencia de generación CPG). De acuerdo a esto, sólo debe considerarse la energía vendida a clientes regulados. Esto implica que los clientes regulados subsidian a los Grandes Clientes estos costos extraordinarios (de los cuales no son responsables exclusivamente los clientes regulados). Por lo tanto, se ha considerado que los Grandes Clientes no pagan el CENEGENEX de acuerdo a lo indicado en el artículo 70.

Los pliegos tarifarios resultantes se presentan en Anexo III.

#### **2.4 Nuevas tarifas horarias**

Para el diseño de las tarifas horarias se han utilizado los siguientes bloques horarios, de acuerdo con lo determinado por la ASEP:

- Bloque horario de punta: lunes a viernes de 9:00 a 17:00 horas
- Bloque Horario Medio Fuera de Punta:
  - Lunes a viernes de 17:01 a 24:00 horas
  - Sábado de 11:00 a 23:00 horas
- Bloque Horario Bajo Fuera de Punta:
  - Lunes a viernes de 00:01 a 8:59 horas
  - Sábados de 00:01 a 10:59 horas
  - Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 horas

Para estructurar los cargos horarios se ha seguido el criterio de que el cargo por energía en el bloque horario de Punta y el cargo por energía en el bloque horario Bajo Fuera de Punta tengan una relación de 2, es decir, del doble según lo requerido por ASEP en nota DSAN-0360-23.

---

#### 2.4.1 Tarifa BTSH

El diseño de esta tarifa tiene como partida la tarifa BTS resultante de los sucesivos ajustes para incorporar las políticas tarifarias (subsidios, por ejemplo). Como la tarifa BTS tiene apertura por bloques de consumo, fue necesario determinar un cargo por energía uniforme sin discriminación por bloque de consumo, a partir de los cargos y los consumos proyectados asociados a dichos bloques. Una vez obtenido un cargo uniforme se procedió a estructurar la tarifa por bloque horario. Para ello se estimó el comportamiento del consumo (composición del consumo por bloque horario) de los clientes en condiciones de migrar de la tarifa BTS a BTSH. En este sentido, se consideró inicialmente la composición de consumo de los clientes BTS con consumos mayores a 750 kWh-mes resultante del Estudio de Caracterización de la Carga (ECC) realizado por la Empresa en el contexto de esta revisión tarifaria. Esta composición de consumo fue ajustada mediante factores de desplazamiento que buscar reflejar el desplazamiento de la carga que tendrán los clientes que adopten la tarifa BTSH. A partir del cargo uniforme y de este perfil de consumo estimado se calcularon los cargos horarios de forma tal que respeten las siguientes relaciones:

- Cargo en Bloque Horario en Punta: doble del cargo en Bloque Horario Bajo Fuera de Punta
- Cargo en Bloque Horario Medio Fuera de Punta: valor medio entre el cargo en Bloque Horario en Punta y en Bloque Horario Bajo Fuera de Punta.

Con este procedimiento se calculó el cargo por energía total (el que resulta de la suma de los diversos componentes de cargos) de la tarifa BTSH.

Un procedimiento similar fue seguido en relación al cargo por energía de Distribución.

Los cargos de comercialización, pérdidas de distribución, alumbrado público, transmisión, pérdidas de energía en transmisión, potencia energizada y cargo de abastecimiento de alumbrado público se mantienen uniforme (sin discriminación por bloque horario)

Finalmente, los cargos por bloque horario de energía de generación se obtienen como diferencia entre el cargo horario total y la suma de los otros componentes de la tarifa.

---

## 2.4.2 Tarifas BTH, MTH y ATH

En estas tarifas se ha seguido un procedimiento similar al empleado con la tarifa BTSH, teniendo las siguientes particularidades:

- Se parte de la actual tarifa horaria (que no presenta diferenciación del cargo de energía por bloque horario). Al no existir escalonamiento por bloques de consumo en estas categorías no es necesario obtener un cargo uniforme.
- El perfil de consumo considerado de partida corresponde al obtenido en el ECC para la respectiva categoría horaria (BTH, MTH y ATH)
- Los cargos por distribución mantienen la estructura actual, es decir, no están energizados y se determinan para la Punta (asociado al componente CUSOP) y Fuera de Punta (asociado al CUSOPF). Es importante resaltar que el cargo por demanda de distribución en fuera de punta se aplica a la demanda máxima leída en horas fuera de punta.

## 2.5 Consideraciones adicionales

### 2.5.1 Ajuste de monómico de pérdidas en distribución

El IMP por el costo de las pérdidas (IPPD) es estimado por la ASEP a partir del porcentaje de pérdidas permitido y de una estimación del precio monómico de la energía (CMM) para los 4 años del período tarifario. Posteriormente, en el ajuste semestral los cargos de pérdidas en distribución (CPERDE y CPERDP) son ajustados para que los mismos reflejen el CMM real del semestre.

Consideramos que es más adecuado si se realiza este ajuste directamente en el cálculo tarifario inicial considerando el CMM esperado para el primer semestre. De esta manera se parte con un cargo más próximo al valor real del precio monómico, con el consecuente menor ajuste posterior.

Para realizar esta homologación, se multiplicaron los componentes tarifarios asociados a las pérdidas en distribución (CPERDE y CPERDP) obtenidos en los ajustes previos por el factor calculado como el cociente del CMM estimado para el primer semestre de aplicación tarifaria (segundo semestre 2023) y el CMM promedio (en valores presentes) utilizado en el cálculo del IPPD. El CMM estimado para el segundo semestre 2023 se obtiene a partir de los costos de generación y transmisión estimados para el segundo semestre a los que se les ha

---

deducido el costo extraordinario y el monto asignado a cargos por potencia dado que dichos montos se recuperan en su totalidad.

### 2.5.2 Tarifa Prepago

En el pliego se incluye una tarifa de prepago que es en lo sustancial equivalente a la BTS 1. La única diferencia es que el cargo de comercialización fijo se energiza en un consumo estimado mensual de 120 kWh.

### 2.5.3 Otros ajustes

Con el objetivo de garantizar el debido acoplamiento entre tarifas, de acuerdo a lo indicado en el art. 38 del RDC, se ajustaron los cargos asociados con el costo de potencia de generación en las tarifas BTS y BTD de forma tal que la facturación a un cliente con una demanda de 15 kW-mes y un factor de carga de 0.35 (representativo del consumo de los clientes con esta demanda) sea similar independientemente de si elige la tarifa BTS o BTD. Con este mismo criterio se ajustó la tarifa BTH para hacer menor la brecha respecto de la tarifa BTD.

Como es habitual se han incluido los subsidios y políticas tarifarias vigentes:

- Subsidio de los primeros 10 kWh mes en los BTS
- Subsidios para jubilados, Partidos Políticos y agropecuarios

---

### 3. INTRODUCCIÓN

En este documento se presenta la propuesta tarifaria de ENSA, S.A., para el período tarifario comprendido entre el 1 de julio de 2023 y el 30 de junio de 2026. En el mismo se detalla la metodología de cálculo utilizada y su justificación técnica.

El presente informe contiene los pliegos tarifarios resultantes del estudio tarifario:

- Los pliegos tarifarios con las categorías tarifarias definidas y la discriminación de sus correspondientes cargos tarifarios.
- El procedimiento empleado para la determinación técnica de cada uno de los cargos correspondientes a los diferentes componentes de costos a remunerar.
- El procedimiento empleado para implementar esquemas de subsidios vigentes y políticas tarifarias planteadas.

En la determinación de los cargos se han seguido los lineamientos establecidos en el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) como así también las directivas emanadas por ASEP mediante nota DSAN-0360-23.

Los valores resultantes corresponden al Ingreso Máximo Permitido aprobado por la Resolución AN No.18513-Elec de 22 de junio de 2023.

### 4. PROPUESTA DE ESTRUCTURA Y CARGOS TARIFARIOS

La estructura tarifaria aquí propuesta mantiene las categorías tarifarias y variables de facturación vigentes. Las diferencias respecto de la estructura vigente son las siguientes:

- Inclusión de las siguientes tarifas
  - **Tarifa BTSH** (con medición horaria de energía) orientada a clientes residenciales con demanda menor a 15 kW.
- Las actuales tarifas horarias **BTH**, **MTH** y **ATH** presentan cargos por energía diferenciada por bloque horario siguiendo los lineamientos emitidos por ASEP.
- Se unifica el tratamiento del cargo por potencia de generación para para clientes regulados y no regulados (Grandes Clientes a los que la distribuidora les compra su potencia).
- Para la tarifa BTS:

- 
- bloques tarifarios crecientes con rangos de consumo como los actuales. Los cargos se aplican a la parte del consumo que corresponde a cada rango (similar a los cargos tarifarios de energía de las tarifas BTD). En este esquema se mantiene la proporcionalidad existente entre cargos de los diferentes bloques.

La propuesta de Cargos Tarifarios respeta los principios básicos establecidos en el marco normativo, a saber:

- Asegura una adecuada transmisión de la señal de precios al consumidor.
- Inducen a un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico.
- Reflejan la participación de cada categoría en los costos reales del servicio.
- Se definen clases de clientes con características de costos bien definidas.
- Cada categoría tarifaria es única dentro de una misma zona de concesión.

#### **4.1 Categorías tarifarias propuestas**

Bajo estos principios generales, se proponen las siguientes Categorías Tarifarias:

- **BTS Baja Tensión Simple:** En este documento se plantean a partir de lo solicitado por ASEP:
  - **BTS Baja Tensión Simple:** Se aplica a cualquier uso de energía de clientes conectados en Baja Tensión y cuya demanda máxima sea menor o igual a 15 kW mensuales. En esta categoría se mide energía, sin discriminación por banda horaria. Su tarifa tendrá un cargo fijo por usuario y 3 cargos variables por rangos de consumo que se aplican al consumo que corresponde a cada rango:
    - Escalón 1: hasta 300 kWh/mes
    - Escalón 2: desde 301 hasta 750 kWh/mes
    - Escalón 3: desde 750 kWh/mes
  - **BTSH Baja Tensión Horaria sin Demanda Máxima:** Pueden optar por esta tarifa clientes de baja tensión cuya demanda máxima sea menor o igual a 15 kW mensuales. En esta categoría se mide energía en 3 bloques horarios: punta, medio fuera de punta y bajo fuera de punta. Su tarifa tendrá un cargo fijo por usuario y 3 cargos variables por energía (uno para cada bloque horario)
  - **BTD Baja Tensión con Demanda Máxima:** Se aplica a cualquier uso de energía de clientes conectados en Baja Tensión y cuya demanda sea

---

superior a 15 kW mensuales. En esta categoría se mide energía, sin discriminación por banda horaria, y demanda máxima mensual. Su tarifa tiene un cargo fijo por usuario, un cargo por demanda facturada y 4 cargos variables por energía:

- Escalón 1: hasta 10,000 kWh/mes
- Escalón 2: desde 10,001 hasta 30,000 kWh/mes
- Escalón 3: desde 30,001 hasta 50,000 kWh/mes
- Escalón 4: más de 50,000 kWh/mes.
  
- BTH Baja Tensión por Bloque Horario: Se aplica a cualquier uso de energía de clientes conectados en Baja Tensión, y que soliciten esta opción tarifaria. En esta categoría se mide energía en 3 bloques horarios: punta; medio fuera de punta y bajo fuera de punta; y demanda máxima mensual por bloque horario (punta y fuera de punta, ésta última abarca los bloques de medio y bajo fuera de punta). Su tarifa tiene un cargo fijo por usuario, 3 cargos variable por energía (uno en bloque horario de punta, otro en bloque medio fuera de punta y uno en bloque bajo fuera de punta), y dos cargos por demanda de potencias (uno en bloque horario de punta y otro en las restantes horas).
- MTD Media Tensión con Demanda Máxima: Se aplica a cualquier uso de energía de clientes conectados en Media Tensión. En esta categoría se mide energía, sin discriminación por banda horaria, y demanda máxima mensual. Su tarifa tiene un cargo fijo por usuario, un cargo por demanda facturada y un cargo variable por energía.
- MTH Media Tensión por Bloque Horario: Se aplica a cualquier uso de energía de clientes conectados en Media Tensión, y que soliciten esta opción tarifaria. En esta categoría se mide energía en 3 bloques horarios: punta; medio fuera de punta y bajo fuera de punta; y demanda máxima mensual por bloque horario (punta y fuera de punta, ésta última abarca los bloques de medio y bajo fuera de punta). Su tarifa tiene un cargo fijo por usuario, 3 cargos variable por energía (uno en bloque horario de punta, otro en bloque medio fuera de punta y uno en bloque bajo fuera de punta), y dos cargos por demanda de potencias (uno en bloque horario de punta y otro en las restantes horas).
- ATD Alta Tensión con Demanda Máxima: Se aplica a cualquier uso de energía de clientes conectados en Alta Tensión. En esta categoría se mide energía, sin discriminación por banda horaria, y demanda máxima mensual. Su tarifa tiene un cargo fijo por usuario, un cargo por demanda facturada y un cargo variable por energía.
- ATH Alta Tensión por Bloque Horario: Se aplica a cualquier uso de energía de clientes conectados en Alta Tensión, y que soliciten esta opción tarifaria. En esta categoría se mide energía en 3 bloques horarios: punta; medio fuera de punta y bajo fuera de punta; y demanda máxima

---

mensual por bloque horario (punta y fuera de punta, ésta última abarca los bloques de medio y bajo fuera de punta). Su tarifa tiene un cargo fijo por usuario, 3 cargos variables por energía (uno en bloque horario de punta, otro en bloque medio fuera de punta y uno en bloque bajo fuera de punta), y dos cargos por demanda de potencias (uno en bloque horario de punta y otro en las restantes horas).

Los clientes con demanda menores o iguales a 15 kW mensuales pueden escoger entre la Tarifa Simple (BTS), la Tarifa con Demanda Máxima (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH), excepto los clientes residenciales que se encuadran exclusivamente en BTS. La tarifa BTSH está disponible sólo para clientes con demanda máxima menor a 15 kW mensuales.

Los clientes con demanda mayor de 15 kW mensuales pueden escoger entre la Tarifa con Demanda (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH).

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las tarifas descritas, con las limitaciones establecidas para cada caso y dentro del nivel de tensión que le corresponda.

Adicionalmente, aquellos clientes que se acojan a la figura de Grandes Clientes podrán optar en su correspondiente nivel de tensión por tarifas de peaje homólogas a las anteriormente descritas pero con la exclusión de aquellos componentes tarifarios según lo establecido en el artículo 70 del RDC.

También se mantiene una tarifa específica de prepago que consta de un único variable por energía sin discriminación horaria de aplicación a clientes conectados en Baja Tensión y cuya demanda máxima sea menor o igual a 15 kW mensuales.

Se definen los siguientes **bloques horarios**:

- Bloque horario de punta: lunes a viernes de 9:00 a 17:00 horas
- Bloque Horario Medio Fuera de Punta:
  - Lunes a viernes de 17:01 a 24:00 horas
  - Sábado de 11:00 a 23:00 horas
- Bloque Horario Bajo Fuera de Punta:
  - Lunes a viernes de 00:01 a 8:59 horas
  - Sábados de 00:01 a 10:59 horas
  - Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 horas

## **4.2 Políticas y Estrategias tarifarias**

En primer lugar se determinaron los cargos técnicos de acuerdo a las directrices establecidas en el Reglamento de Distribución y Comercialización. Posteriormente a estos resultados se le incorporaron las siguientes políticas y estrategias tarifarias:

---

#### 4.2.1 Subsidio de los 10 primeros kWh a tarifa BTS

Como **política social**, se propone continuar con la no facturación de los 10 primeros kWh para la tarifa BTS. El ingreso dejado de percibir de estos 10 primeros kWh, se distribuye entre el consumo (sin los primeros 10 kWh) de todos los clientes de la tarifa BTS.

El procedimiento utilizado fue el siguiente:

- En primer lugar, se calcula el consumo total correspondiente a los primeros 10 kWh de los BTS.
- En segundo lugar, se determina el monto del subsidio, por la no facturación de dicho consumo discriminado en cada componente tarifario (VAD comercialización, VAD Distribución, VAD pérdidas de distribución, VAD alumbrado público, passthrough de transmisión y passthrough de generación)
- Finalmente, se ajusta proporcionalmente cada cargo tarifario de los BTS de forma tal que el producido tarifario por el consumo adicional a los primeros 10 kWh-mes permita recuperar el monto del subsidio determinado en el punto anterior.

#### 4.2.2 Escalonamiento tarifario

Se ajustaron los cargos por energía de passthrough de forma tal que los cargos por energía sean crecientes por rango de consumo. El ajuste necesario se realiza dentro de la misma categoría y considerando exclusivamente los cargos involucrados. Los incrementos entre escalones son los siguientes:

- BTS (componentes CENEGEN):
  - BTS 2: 38% por encima de BTS 1
  - BTS 3: 27% por encima de BTS 2
- BTB (componentes CENEGEN):
  - Desde 10,001 hasta 30,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior
  - Desde 30,001 hasta 50,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior
  - Más de 50,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior

#### 4.2.3 Subsidio a Jubilados, agropecuarios, partidos políticos y Cruz

---

Roja:

La Ley N°6 del 16 de junio de 1987, establece que los usuarios jubilados y pensionados tendrán un subsidio del 25% de su facturación total (hasta un consumo mensual de 600 kWh).

La ley N°2 del 20 de marzo de 1986 establece que se aplicará una reducción a la tarifa vigente a los clientes agropecuarios. El descuento aplicado es del 5%.

Por su parte, la Ley 9 de 21 de septiembre de 1988, que establece disposiciones sobre el Código Electoral especifica que los partidos políticos en las sedes permanentes que tengan establecidas en las cabeceras provinciales, gozarán de un descuento del 50 por ciento (%) de la tarifa.

Adicionalmente, la Cruz Roja goza de una bonificación del 100% en su tarifa.

El monto total del subsidio se determinó de la siguiente forma:

- A partir de las proyecciones de clientes a subsidiar (dentro de todas las categorías en los que se presentan estos clientes: BTS, BTD y MTD) y de sus consumos se simuló el monto a subsidiar a estos clientes aplicando los descuentos señalados sobre los cargos tarifarios de las correspondientes categorías determinados en el ajuste previo. Este monto se discrimina por componente tarifario (VAD comercialización, VAD Distribución, VAD pérdidas de distribución, VAD alumbrado público, passthrough de transmisión y passthrough de generación)
- Definido el monto del subsidio de cada componente tarifario, se ajustaron los correspondientes cargos tarifarios en la misma proporción para todas las categorías tarifarias por igual. Este procedimiento asegura que no existen transvases entre componentes tarifarios y el ajuste se distribuye proporcionalmente entre todos los consumos.

En cualquiera de los ajustes anteriores, los ajustes fueron calculados de modo tal de recuperar el IMP y los costos de abastecimiento permitidos, manteniendo la neutralidad de ingresos para la distribuidora.

---

#### 4.2.4 Homologación del precio de energía de pérdidas

El IMP por el costo de las pérdidas (IPPD) es estimado por la ASEP a partir del porcentaje de pérdidas permitido y de una estimación del precio monómico de la energía (CMM) para los 4 años del período tarifario. Posteriormente, en el ajuste semestral los cargos de pérdidas en distribución (CPERDE y CPERDP) son ajustados para que los mismos reflejen el CMM real del semestre.

Consideramos que es más adecuado si se realiza este ajuste directamente en el cálculo tarifario inicial considerando el CMM esperado para el primer semestre de aplicación tarifaria. De esta manera se parte con un cargo más próximo al valor real del precio monómico, con el consecuente menor ajuste posterior.

Para realizar esta homologación, se multiplicaron los componentes tarifarios asociados a las pérdidas en distribución (CPERDE y CPERDP) obtenidos en los ajustes previos por el factor calculado como el cociente del CMM estimado para el primer semestre de aplicación del nuevo pliego y el CMM promedio (en valores presentes) utilizado en el cálculo del IPPD. El CMM estimado para el segundo semestre 2023 se obtiene a partir de los costos de generación y transmisión estimados para el semestre a los que se les ha deducido el costo extraordinario y el monto asignado a cargos por potencia dado que dichos montos se recuperan en su totalidad.

El factor de ajuste aplicado se obtiene a partir de los siguientes valores:

Monómico Promedio ASEP	B./MWh	131.05
Monómico 2do Semestre 2023	B./MWh	77.94
Factor de Ajuste Propuesto	Adim.	0.59472176

Este criterio es coincidente con lo requerido por ASEP en su nota DSAN-3363-18.

#### 4.2.5 Acoplamiento Tarifas BTS-BTD

Con el objetivo de garantizar el debido acoplamiento entre tarifas, de acuerdo a lo indicado en el art. 38 del RDC, se ajustaron los cargos asociados con el costo de potencia de generación en las tarifas BTS y BTD de forma tal que la facturación a un cliente con una demanda de 15 kW-mes y un factor de carga de 0.35 (representativo del consumo de los clientes con esta demanda) sea similar independientemente de si elige la tarifa BTS o BTD. Con este mismo criterio se ajustó la tarifa BTH para hacer menor la brecha respecto de la tarifa BTD.

---

#### 4.2.6 Nuevas tarifas horarias

Para el diseño de las tarifas horarias se han utilizado los bloques horarios ya mencionados.

Para estructurar los cargos horarios se ha seguido el criterio de que el cargo por energía en el bloque horario de Punta y el cargo por energía en el bloque horario Bajo Fuera de Punta tengan una relación de 2, es decir, del doble según lo requerido por ASEP en nota DSAN-0360-23.

##### a) Tarifa BTSH

El diseño de esta tarifa tiene como partida la tarifa BTS resultante de los sucesivos ajustes para incorporar las políticas tarifarias (subsidios, por ejemplo). Como la tarifa BTS tiene apertura por bloques de consumo, fue necesario determinar un cargo por energía uniforme sin discriminación por bloque de consumo, a partir de los cargos y los consumos proyectados asociados a dichos bloques. Una vez obtenido un cargo uniforme se procedió a estructurar la tarifa por bloque horario. Para ello se estimó el comportamiento del consumo (composición del consumo por bloque horario) de los clientes en condiciones de migrar de la tarifa BTS a BTSH. En este sentido, se consideró inicialmente la composición de consumo de los clientes BTS con consumos mayores a 750 kWh-mes resultante del Estudio de Caracterización de la Carga (ECC) realizado por la Empresa en el contexto de esta revisión tarifaria. Esta composición de consumo fue ajustada mediante factores de desplazamiento que buscar reflejar el desplazamiento de la carga que tendrán los clientes que adopten la tarifa BTSH. A partir del cargo uniforme y de este perfil de consumo estimado se calcularon los cargos horarios de forma tal que respeten las siguientes relaciones:

- Cargo en Bloque Horario en Punta: doble del cargo en Bloque Horario Bajo Fuera de Punta
- Cargo en Bloque Horario Medio Fuera de Punta: valor medio entre el cargo en Bloque Horario en Punta y en Bloque Horario Bajo Fuera de Punta.

Con este procedimiento se calculó el cargo por energía total (el que resulta de la suma de los diversos componentes de cargos) de la tarifa BTSH.

Un procedimiento similar fue seguido en relación al cargo por energía de Distribución.

---

Los cargos de comercialización, pérdidas de distribución, alumbrado público, transmisión, pérdidas de energía en transmisión, potencia energizada y cargo de abastecimiento de alumbrado público se mantienen uniforme (sin discriminación por bloque horario)

Finalmente, los cargos por bloque horario de energía de generación se obtienen como diferencia entre el cargo horario total y la suma de los otros componentes de la tarifa.

#### b) Tarifas BTH, MTH y ATH

En estas tarifas se ha seguido un procedimiento similar al empleado con la tarifa BTSH, teniendo las siguientes particularidades:

- Se parte de la actual tarifa horaria (que no presenta diferenciación del cargo de energía por bloque horario). Al no existir escalonamiento por bloques de consumo en estas categorías no es necesario obtener un cargo uniforme.
- El perfil de consumo considerado de partida corresponde al obtenido en el ECC para la respectiva categoría horaria (BTH, MTH y ATH)
- Los cargos por distribución mantienen la estructura actual, es decir, no están energizados y se determinan para la Punta (asociado al componente CUSOP) y Fuera de Punta (asociado al CUSOPF). Es importante resaltar que el cargo por demanda de distribución en fuera de punta se aplica a la demanda máxima leída en horas fuera de punta.

### **4.3 Propuesta tarifaria.**

Los cargos resultantes del estudio técnico y de estas políticas tarifarias, se presentan en Pliego Tarifario propuesto.

## **5. DETERMINACIÓN TÉCNICA DE LOS CARGOS TARIFARIOS**

### **5.1 Ingreso Máximo Permitido**

Al momento de la elaboración de esta propuesta de pliegos tarifarios el IMP de la empresa se encuentra aprobado mediante la Resolución AN No.18513-Elec de 22 de junio de 2023, la cual ha sido recurrida por ENSA. En esta propuesta se considera el IMP aprobado por la ASEP, siendo éstos valores preliminares.

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) está compuesto por los siguientes elementos:

---

Concepto	Monto miles B/.
IPSD	455,704.79
IMPCO	180,581.29
ALUMPU	18,628.36
Subtotal	654,914.44
IPPD	191,030.40
<b>IMP</b>	<b>845,944.83</b>

Donde:

- IPSD es el valor presente de los ingresos permitidos por los costos del sistema de distribución (incluido el Sistema Principal y las conexiones) en el período tarifario,
  - IPPD es el valor presente de los ingresos permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en el período tarifario. Las pérdidas estándar de energía se han fijado conforme a las ecuaciones de eficiencia, no obstante, el monto (en B/.) es un valor de referencia, dado que el valor definitivo surge del CMM para el segundo semestre 2023.
- IMPCO es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de comercialización en el período tarifario,
- ALUMPU es el valor presente de los ingresos máximos permitidos a la empresa distribuidora por el servicio de alumbrado público en el período tarifario.

## 5.2 Diseño de los componentes de costos de distribución

Según lo dispuesto por el Régimen Tarifario, el IPSD es el valor presente de los ingresos permitidos por los costos del sistema de distribución (incluido el Sistema Principal y las conexiones) en el período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada. El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calcula según la siguiente fórmula:

$$IPSD_t = ADM_t + OM_t + BCD_t \cdot DEP\% + BCDN_t \cdot RR$$

donde:

- $ADM_t$  es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año t,

- 
- $OM_t$  es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año t,
  - $BCD_t$  es el valor bruto de la Base de Capital de Distribución en el año t,
  - $BCND_t$  es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año t,
  - $DEP\%$  es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución,
  - $RR$  es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora.

El IPSD debe ser recuperado a través de los siguientes componentes:

- Costos por conexión
- Costos por uso del sistema de distribución.

Según el Régimen Tarifario, el componente de costo por Distribución debe ser estructurado a través de componentes de costos separados por conexión y uso del sistema de distribución, de acuerdo a las siguientes condiciones:

- a) Los componentes de costos por conexión deben reflejar solamente los costos de operación necesarios para conectar a cada cliente individualmente al sistema principal de distribución. No incluyen ni el equipamiento de medición, ni los costos de capital de la acometida.
- b) Los componentes de costos por uso del sistema de distribución deben reflejar el costo de los activos del sistema principal.
- c) Para calcular el componente de costo por uso del Sistema de Distribución se utilizará:
- d) La metodología del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) para la asignación por nivel de tensión.
- e) La evaluación de la coincidencia externa e interna para la asignación a cada clase de cliente, ya que el grado preciso en que cada clase de cliente compromete la capacidad del sistema principal de distribución depende de la coincidencia del pico de demanda de la clase de cliente con relación a la demanda máxima de la parte asociada (nivel de tensión), y de la coincidencia del pico de un cliente con respecto a los picos de sus pares de la misma clase.

---

### 5.2.1 Costos por conexión

El Régimen Tarifario especifica que los componentes de costos por conexión para nuevos clientes “deben reflejar adecuadamente los costos operativos incurridos por la distribuidora para realizar cada tipo de conexión donde el costo de conexión implica solamente el costo de la cuadrilla que conecta al cliente”.

Una vez determinados los componentes de costos por conexión (CXC) se calcula el valor presente esperado de los costos por conexión, a fin de ser deducido del IPSD. El IPSD restante se recupera a través de los componentes de costos por uso del sistema de distribución.

El valor presente de los costos por conexión se calcula como:

$$IPSD_{conexion} = \sum_{t=1}^4 \frac{1}{(1 + RR)^t} \sum_k CXC_k \cdot conexiones_{kt}$$
$$IPSD_{conexion} = VP_{te} \left( \sum_k CXC_k \cdot conexiones_{kt} \right)$$

Las conexiones se estiman como el incremento en la cantidad de clientes proyectados para cada año tarifario en cada categoría tarifaria

### 5.2.2 Costos por uso del servicio de distribución

El Régimen Tarifario establece para el componente de costo por uso del sistema de distribución lo siguiente:

“Para cada clase de cliente debe determinarse un componente de costo por uso del sistema de distribución en punta (CUSOP (B./kWp – mes o año)) y otro en fuera de punta (CUSOFP (B./kWfp – mes o año)).

Para la determinación de estos componentes de costos, primeramente se requiere calcular el CIPLP por cada nivel de tensión.”

“Con los resultados de estos estudios se debe determinar el CIPLP (B./kW – mes o año). El CIPLP para cada nivel de tensión se determina como el valor descontado de la suma de los costos incrementales de inversión y operación dividido por la suma descontada de los incrementos de la demanda en el nivel de tensión en el horizonte de tiempo establecido. Para realizar los descuentos se debe utilizar la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por la ASEP para el período tarifario.

---

Para asignar el CIPLP de cada nivel de tensión a cada clase de cliente se deben considerar los factores de coincidencias internas y externas, y en punta y fuera de punta de la demanda máxima de la clase de clientes con respecto a la agregada al nivel de los distintos niveles de tensión en punta y fuera de punta.

Una vez determinados los componentes por uso de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de demanda máxima, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes al cargo de demanda máxima.

Los componentes de costos por uso en horas de punta y fuera de punta serán asignados a los clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece. La distribuidora deberá estimar la demanda en horas de punta y fuera de punta como promedio por cliente de los valores agregados de una clase. Sólo en este caso los componentes CUSOP y CUSOFP se energizarán completamente.”

En base a estos lineamientos se procedió de la manera que se describe a continuación.

Para determinar los costos por uso del sistema de distribución para cada categoría tarifaria se procedió de la siguiente manera:

- Se determinó el ingreso permitido por uso del sistema de distribución (*IPSDuso*)
- Se asignó el *IPSDuso* a cada nivel de tensión mediante el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP)
- Se asignó el *IPSDuso* de cada nivel de tensión entre bandas horarias según la participación de los activos de distribución (líneas y transformadores) en horas de punta y fuera de punta
- Se asignó el *IPSDuso* de cada nivel de tensión y banda horaria entre las distintas categorías tarifarias según su responsabilidad en la demanda máxima en cada nivel de tensión y banda horaria. Para ello se utilizaron los resultados de la campaña de caracterización

---

de cargas.

- Se calcularon los costos por uso del sistema de distribución teniendo en cuenta la variable de facturación de cada categoría tarifaria.

a) Determinación del Ingreso Permitido por Uso del Sistema de Distribución (*IPSD<sub>uso</sub>*)

Para determinar el *IPSD<sub>uso</sub>* se sustrajo del *IPSD* el *IPSD<sub>conexion</sub>*.

b) Asignación del *IPSD<sub>uso</sub>* por nivel de tensión

Para asignar el *IPSD<sub>uso</sub>* por nivel de tensión se consideró la apertura de activos según el Balance de Situación de 2021 (formulario BS-01).

#### **Composición del *IPSD<sub>uso</sub>* por nivel de tensión**

Nivel de Tensión	Distribución IMP
AT	8.3%
MT	63.9%
BT	27.8%
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>

Los porcentajes anteriores surgen de los siguientes valores:

#### **Activos de Distribución según Balance 2021**

N de tensión	Valor Dic 17	Composición
AT	52 768 372	21.5%
MT	406 347 018	64.4%
BT	176 489 731	14.1%
<b>Total</b>	<b>635 605 121</b>	<b>100.0%</b>

En el cómputo de los anteriores valores no se tienen en consideración Propiedades y Planta, otros equipos de sistema de distribución, Alumbrado Público y Comercialización.

Estos porcentajes difieren de los indicados por ASEP mediante nota DSAN-0360-23:

#### **Composición del IMP según ASEP**

Nivel de Tensión	IMP (B/.)	Distribución IMP
AT	52 768 372	8.0%
MT	391 902 858	59.39%
BT	215 243 903	32.62%
<b>Total</b>	<b>659 915 133</b>	<b>100.0%</b>

c) Asignación del *IPSD<sub>uso</sub>* de cada nivel de tensión en horas de Punta

---

y Fuera de Punta

Una vez determinado el  $IPSDuso$  en cada nivel de tensión se procedió a distribuir estos valores según banda horaria (Punta y Fuera de Punta). Para realizar esta apertura se emplearon los porcentajes considerados en la revisión tarifaria anterior.

d) Asignación del  $IPSDuso$  a cada categoría tarifaria

En primer lugar, determinado el  $IPSDuso$  en cada banda horaria y nivel de tensión  $j$  ( $IPSDusoP_j$  y  $IPSDusoFP_j$  para punta y fuera de punta, respectivamente), se calcula el costo de desarrollo (B./kW) para cada banda horaria por nivel de tensión ( $CDP_j$  y  $CDFP_j$  para punta y fuera de punta, respectivamente) como:

$$CDP_j = \frac{IPSDusoP_j}{VPte(PMaxP_j)}$$

$$CDFP_j = \frac{IPSDusoFP_j}{VPte(PMaxFP_j)}$$

Siendo  $PMaxP_j$  y  $PMaxFP_j$  la potencia máxima (incluyendo pérdidas) en punta y fuera de punta en el nivel de tensión  $j$  de acuerdo al balance de potencia de cada año tarifario.

A partir de los Costos de Desarrollo se determina el CUSOP y CUSOFP para cada clase de cliente. Para ello se considera el grado de responsabilidad de cada clase de cliente en el CD de cada nivel de tensión y franja horaria. Así, por ejemplo, en horas de punta en AT son responsables los clientes en AT, MT y BT; en MT son responsables los clientes en MT y BT; y finalmente, en BT son responsables sólo los clientes en BT. El siguiente esquema ilustra el concepto.

Categorías tarifarias	IPSDuso			Total
	AT (A+B+C)	MT (D+E)	BT (F)	
AT	A			A
MT	B	D		B+D
BT	C	E	F	C+E+F

Para determinar dicha responsabilidad se consideran los factores de pérdidas de potencia por nivel de tensión y los factores de coincidencia externa por clase de cliente.

En el caso de los clientes en BT, CUSOP y CUSOFP se obtienen de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CUSOP_k = \sum_{j=BT,MT,AT} CDP_j \cdot FPPPAcum_{BT,j} \cdot FAPP_j \cdot FSEP_{j,k}$$

$$CUSOFP_k = \sum_{j=BT,MT,AT} CDFP_j \cdot FPPFPAcum_{BT,j} \cdot FAPFP_j \cdot FSEFP_{j,k}$$

Siendo,

$FPPPAcum_{BT,j}$ : Factor de pérdida de potencia en horas de punta en BT coincidente con el máximo de cada nivel de tensión  $j$  acumulado a dicho nivel de tensión. Se obtiene como el producto de los factores de pérdida de potencia en cada nivel de tensión. Estos factores se obtienen a partir de los balances de potencia de cada año del período tarifario.

$FAPP_j$ : Factor de ajuste para asegurar coincidencia entre la potencia en el nivel de tensión (considerada para el cálculo del Costo de Desarrollo) y la potencia total en horas de punta obtenida implícitamente a partir de los parámetros tarifarios empleados en las expresiones anteriores.

$FSEP_{j,k}$ : Factor de simultaneidad o coincidencia externa de la clase de clientes  $k$  con el máximo del nivel de tensión  $j$  en horas de punta.

$FPPFPAcum_{BT,j}$ : Factor de pérdida de potencia en horas fuera de punta en BT coincidente con el máximo de cada nivel de tensión  $j$  acumulado a dicho nivel de tensión.

$FAPFP_j$ : Factor de ajuste para asegurar coincidencia entre la potencia en el nivel de tensión (considerada para el cálculo del Costo de Desarrollo) y la potencia total en horas fuera de punta obtenida implícitamente a partir de los parámetros tarifarios empleados en las expresiones anteriores.

$FSEFP_{j,k}$ : Factor de simultaneidad o coincidencia externa de la clase de clientes  $k$  con el máximo del nivel de tensión  $j$  en horas fuera de punta.

Se resalta que el CD considerado en las expresiones anterior es mensualizado previamente.

De manera similar se obtienen los CUSOP y CUSOFP para las clases de clientes en MT y AT. Siendo para MT de aplicación la siguiente expresión:

$$CUSOP_k = \sum_{j=MT,AT} CDP_j \cdot FPPPAcum_{MT,j} \cdot FAPP_j \cdot FSEP_{j,k}$$

$$CUSOFP_k = \sum_{j=MT,AT} CDFP_j \cdot FPPFPAcum_{MT,j} \cdot FAPFP_j \cdot FSEFP_{j,k}$$

Y para AT, los siguientes:

$$CUSOP_k = \sum_{j=AT} CDP_j \cdot FPPPAcum_{AT,j} \cdot FAPP_j \cdot FSEP_{j,k}$$

$$CUSOFP_k = \sum_{j=AT} CDFP_j \cdot FPPFPAcum_{AT,j} \cdot FAPFP_j \cdot FSEFP_{j,k}$$

Los factores de ajuste  $FAPP_j$  y  $FAPFP_j$  aseguran que a partir del balance de potencia tarifario se pueda replicar la demanda máxima en punta y fuera de punta en el nivel de tensión  $j$  utilizado en el cálculo del Costo de Desarrollo. Mediante estos factores se asegura la igualdad entre los ingresos descontados proyectados a partir de los componentes de costos por uso sea igual al  $IPSD_{uso}$ .

e) Asignación de los componentes por uso a los cargos tarifarios

La asignación de los CUSOP y CUSOFP a los cargos tarifarios en las categorías que sólo disponen de medición de energía (BTS, por ejemplo) se realiza de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CD_k = (CUSOP_k + CUSOFP_k) \frac{1}{fc_k \cdot 730}$$

Siendo:

$fc_k$ : el factor de carga de la categoría  $k$  estimado en el ECC.

El cargo resultante (en B./kWh) se aplica a la energía medida del cliente.

En las categorías con medición de demanda máxima (sin discriminación por franja horaria) la fórmula del cargo tarifario es:

$$CD_k = (CUSOP_k + CUSOFP_k) \cdot FSI_k$$

Siendo:

---

$FSI_k$ : el factor de simultaneidad o coincidencia interna de la categoría k estimado en el ECC.

El cargo resultante (en B./kW-mes) se aplica a la demanda máxima leída del cliente.

Por último, en las categorías con medición de demanda en punta y fuera de punta la fórmula del cargo tarifario son:

$$CD_{k,P} = (CUSOP_k) \cdot FSIP_k \cdot \frac{P_k}{PP_k}$$

$$CD_{k,FP} = (CUSOFP_k) \cdot FSIFP_k \cdot \frac{P_k}{PP_k}$$

Siendo:

$FSIP_k$ : el factor de simultaneidad interna en horas de punta de la categoría k, calculada como el cociente de la demanda máxima de la categoría k en horas de punta y la suma de las demandas en horas de punta de los clientes de la categoría k.

$\frac{P_k}{PP_k}$ : relación de la demanda máxima de la categoría k y la demanda máxima en horas de punta de la categoría k.

$FSIFP_k$ : el factor de simultaneidad interna en horas fuera de punta de la categoría k, calculada como el cociente de la demanda máxima de la categoría k en horas fuera de punta y la suma de las demandas en horas fuera de punta de los clientes de la categoría k.

$\frac{P_k}{PP_k}$ : relación de la demanda máxima de la categoría k y la demanda máxima en horas fuera de punta de la categoría k.

Es importante señalar que el monto correspondiente del  $IPSD_{uso}$  a Alumbrado Público se adiciona al costo por el servicio de alumbrado público (ALUMPU) y se distribuye entre todos los clientes finales según el consumo proyectado. En caso contrario, esa porción del IMP no sería recuperada dado que el Alumbrado Público no reviste como categoría tarifaria. En esta ocasión, este monto es cero debido a que tanto la demanda máxima del sistema en horas de punta y en horas de fuera de punta se producen en horas diurnas en el que el Alumbrado Público no tiene responsabilidad en la carga.

Como política tarifaria se puede establecer que en el caso de las categorías con medición de demanda (simple u horaria) parte del CD se recupere mediante cargos por energía (energización) y el resto con cargos por demanda (máxima o máxima en punta y fuera de punta). Bajo estas circunstancias se procedió de la siguiente manera:

- Se estimó el cargo en caso de que se energice la totalidad del componente. Para ello se ajustaron los cargos por potencia obtenidos anteriormente por la relación entre la suma de las demandas máximas individuales (en horas de punta, fuera de punta o absolutas, dependiendo del tipo de medición del cliente) y la energía total del grupo de consumo.
- Se ponderaron ambos cargos (por demanda y por energía) de acuerdo al porcentaje de energización elegido.

En esta ocasión el lineamiento establecido por la ASEP ha sido que estos cargos de distribución no sean energizados, recuperándose el IPSD, en consecuencia, mediante cargos por demanda en las categorías con medición de demanda máxima.

Es importante señalar que los parámetros tarifarios asignados a las categorías tarifarias corresponden a los estimados en el ECC. En el caso de categorías con medición de demanda en el mismo nivel de tensión (BTD, BTH, Peajes BTD, Peajes BTH, por ejemplo) se han considerado parámetros tarifarios que resultan de agrupar todos estos clientes, dado que los mismos pueden elegir libremente entre cualquiera de las opciones disponibles. La asignación de factores tarifarios se resumen en el siguiente cuadro:

#### **Asignación de factores del ECC a categorías tarifarias**

<b>Nivel de tensión</b>	<b>Categoría Tarifaria</b>	<b>Parámetros Tarifarios del ECC</b>
BT	BTS	BTS
	BTD	BTD-BTH-Peaje BT
	BTH	BTD-BTH-Peaje BT
	Peaje BT	BTD-BTH-Peaje BT
	AP	AP
MT	MTD	MTD-MTH-Peaje MT
	MTH	MTD-MTH-Peaje MT
	Peaje MT	MTD-MTH-Peaje MT
	Peaje MTH	MTD-MTH-Peaje MT
AT	ATD	ATD-Peaje AT-EDEMET

---

	ATH	ATD-Peaje AT-EDEMET
	Peaje AT	ATD-Peaje AT-EDEMET
	EDEMET	ATD-Peaje AT-EDEMET

### 5.3 Diseño de los componentes de costos por pérdidas en distribución

El Régimen Tarifario define el Ingreso Permitido de Pérdidas de Distribución (IPPD) como el valor presente de los ingresos anuales  $PD_t$  permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en cada año tarifario  $t$  del período tarifario. Para calcular IPPD se emplea la siguiente fórmula:

$$IPPD = \sum_{t=1}^4 \frac{1}{(1+RR)^t} PD_t \% \cdot MWhD_t \cdot CMM_t = VPte(PD_t \% \cdot MWhD_t \cdot CMM_t)$$

donde:  $PD_t\%$  es el porcentaje eficiente de pérdidas estimado para el año  $t$  que resulta de las ecuaciones de eficiencia de las pérdidas,  $MWhD_t$  es la cantidad total de energía (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año  $t$  y  $CMM_t$  es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y demás costos, sin tomar en cuenta los costos extraordinarios de generación) en el mercado mayorista para el año  $t$ . Se debe utilizar la información de las proyecciones del CND.

El IPPD ha sido ajustado de forma tal que su valor refleje el costo monómico estimado para el segundo semestre de 2023.

El monto del IPPD debe ser recuperado a través de los siguientes componentes:

- Un componente de costo por pérdidas de energía en horas de punta y otro en horas fuera de punta, y por nivel de tensión
- Un componente de costo de pérdidas de potencia y por nivel de tensión.

El Régimen Tarifario establece que “Para determinar los componentes de costos la empresa distribuidora debe:

---

a) Determinar los coeficientes de pérdidas técnicas de potencia (PPT%) y energía (PET%) a partir de los estudios técnicos realizados para calcular el CIPLP por nivel de tensión como porcentaje sobre ingresos al nivel.

b) Estimar los componentes de costos por pérdidas CPEP, CPEFP y CPP:

(i) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas de punta (CPEP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte, sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas de punta.

(ii) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas fuera de punta (CPEFP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte, sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas fuera de punta.

(iii) El componente de costo por pérdidas de potencia (CPP (B./kW)) en cada nivel de tensión en punta será el coeficiente PPT% acumulado al nivel de tensión correspondiente por el precio de abastecimiento de la potencia (incluyendo sistema de transporte y demás costos en el mercado mayorista sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación).”

De acuerdo a lo anterior, en primer lugar se obtuvieron los porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia por nivel de tensión. Los factores de pérdidas de energía y potencia en cada nivel de tensión se obtienen de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$PET\%_j = \frac{VPte(PET_j)}{VPte(EI_j) - VPte(PET_j)}$$
$$PPT\%_j = \frac{VPte(PPT_j)}{VPte(PCoincP_{AT,j}) - VPte(PPT_j)}$$

Siendo:

$VPte(PET_j)$ : Valor presente de las pérdidas técnicas de energía en el nivel de tensión j correspondientes a los cuatro años del período tarifario.

$VPte(EI_j)$ : Valor presente de la energía ingresada al nivel de tensión j estimada en el balance de energía para el período tarifario

$VPte(PPT_j)$ : Valor presente de las pérdidas técnicas de potencia en el nivel de tensión  $j$  coincidentes con la demanda máxima en AT en horas de punta correspondientes a los cuatro años del período tarifario.

$VPte(PCoincP_{AT,j})$ : Valor presente de la potencia en el nivel de tensión  $j$  coincidente con la demanda máxima en AT en horas de punta, correspondiente al período tarifario.

Estos valores surgen del balance de energía y potencia estimado a partir de la demanda máxima estipulada en el cálculo del IMP, de los consumos y demandas proyectadas para los clientes y de los factores tarifarios obtenidos en el ECC.

Los coeficientes de pérdidas acumuladas al nivel de tensión se obtienen acumulando estos porcentajes desde el nivel de AT hasta el nivel de tensión correspondiente. Para determinar los componentes de costos de pérdidas de energía y potencia (CPEP, CPEFP y CPP) se multiplica el precio de abastecimiento de la energía y potencia por estos coeficientes de pérdidas acumuladas. Los precios de energía y potencia corresponden a los estimados para el primer semestre del período tarifario y siguen los lineamientos establecidos por la ASEP en cuanto al traslado de parte de los costos de potencia en contratos a componentes de energía.

Los valores de los coeficientes de pérdidas y de los componentes de pérdidas obtenidos por nivel de tensión son los siguientes:

Nivel de Tensión	Coeficientes de Pérdidas Técnicas Acumuladas			Componentes de Costos por Pérdidas		
	PET%	PET%	PPT%	CPEP	CPEFP	CPP
BT	0.0744	0.0744	0.1051	0.0047	0.0047	2.0348
MT	0.0510	0.0510	0.0724	0.0032	0.0032	1.4016
AT	0.0078	0.0078	0.0109	0.0005	0.0005	0.2115

a) **Asignación de los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios**

La asignación de los componentes de costos por pérdidas de energía a los cargos tarifarios (CPERDE) en el caso de las tarifas sin medición horaria de energía se obtiene ponderando los componentes CPEP y CPEFP por los porcentajes de energía consumida en horas de punta y fuera de punta resultantes del ECC. En el caso de categorías con medición horaria de energía la asignación se realiza directamente.

---

En el caso de los componentes de costos por pérdidas de potencia a los cargos tarifarios de los clientes con medición simple de energía la asignación se realizó mediante la siguiente expresión:

$$C_{PERDP_k} = C_{PP_j} \cdot \frac{F_{SEP_{AT,k}}}{f_{c_k} \cdot 730}$$

Siendo:

$C_{PERDP_k}$ : el cargo por pérdidas de potencia en distribución de la categoría k (con medición simple de energía) en el nivel de tensión j, energizado.

$C_{PP_j}$ : el componente de costo por pérdidas de potencia en el nivel de tensión j

$F_{SEP_{AT,k}}$ : el factor de simultaneidad externa en punta de la categoría k coincidente con la demanda máxima en AT de la distribuidora

Para las categorías con medición de demanda máxima la asignación se realiza de la siguiente manera:

$$C_{PERDP_k} = C_{PP_j} \cdot F_{SEP_{AT,k}} \cdot F_{SI_k}$$

Mientras que para las categorías con medición de demanda horaria se aplica la siguiente expresión:

$$C_{PERDP_k} = C_{PP_j} \cdot F_{SEP_{AT,k}^*} \cdot F_{SIP_k}$$

Siendo:

$F_{SEP_{AT,k}^*}$ : el factor de simultaneidad externa en punta de la categoría k con respecto a la demanda máxima en AT de la distribuidora, calculado como el cociente de la demanda coincidente con el máximo en AT en horas de punta y la demanda máxima en horas de punta de la categoría k.

Dado que estos cargos no aseguran la igualdad de los ingresos tarifarios que se obtienen con estos cargos y el IPPD, es que se ajustan proporcionalmente los cargos para lograr dicha igualdad, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización. En este sentido, la nota DSAN-0360-23 requiere que el IPPD se asigne un 8% en cargos por demanda y el resto en los cargos por energía. Para ello en primer lugar se separó el IPPD según estos porcentajes: de esta forma el 92% del IPPD se debe recuperar mediante los cargos CPERDE y el restante 8% mediante los cargos CPERDP (es importante recordar que en el caso de las categorías con medición simple de energía este cargo

---

está energizado). Para asegurar estas igualdades se ajustaron proporcionalmente los cargos CPERDE por un mismo factor y los cargos CPERDP por otro factor. En este ajuste, las proyecciones de venta de energía y demandas corresponden a las obtenidas del estudio de demanda (no se incluye la demanda de alumbrado público). Para obtener el valor presente de los ingresos tarifarios se utiliza la tasa de rentabilidad regulada.

Se destaca que en esta instancia se ajustan los cargos para que los mismos sean calculados considerando el precio monómico de la energía (CMM) estimado para el segundo semestre de 2023.

Para realizar este ajuste, se multiplicaron los componentes tarifarios asociados a las pérdidas en distribución (CPERDE y CPERDP) obtenidos en los ajustes previos por el factor calculado como el cociente del CMM estimado para el primer semestre y el CMM promedio (en valores presentes) utilizado en el cálculo del IPPD. El CMM estimado para el segundo semestre 2023 se obtiene a partir de los costos de generación y transmisión estimados para el primer semestre de aplicación de los nuevos cargos a los que se les ha deducido el costo extraordinario y el monto asignado a cargos por potencia dado que dichos montos se recuperan en su totalidad.

#### **5.4 Componentes de costos por comercialización**

Según el Régimen Tarifario los costos de comercialización son los costos relativos a la administración, medición, facturación, cobro, recaudación, depreciación, rentabilidad, otros gastos de venta y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución y que resultan necesarios para garantizar que el cliente pueda disponer del servicio adecuadamente. Estos componentes de costos incluyen también el equipamiento de medición.

Los componentes de costos comerciales propuestos para cada categoría tarifaria son tres:

- Costo para reconexión (B./reconexión)
- Costo comercial fijo (B./cliente-mes)
- Costo comercial variable (B./kWh)

El IMPCO se recupera mediante la aplicación del costo por comercialización fijo y variable.

---

#### 5.4.1 Componentes de costo para reconexión.

Según el Régimen Tarifario, el costo para reconexión tendrá como máximo un cargo de reconexión para cada clase de cliente que haya definido en su estructura tarifaria. En ningún caso, los cargos de reconexión pueden superar el valor del cargo de conexión que le corresponde pagar al cliente en cuestión.

Basándose en esto se establece el mismo cargo que el propuesto previamente como costo por conexión.

#### 5.4.2 Componentes de costo comercial fijo

Se propone mantener los actuales componentes de costos comerciales fijos.

Se resalta que de acuerdo al Régimen Tarifario, los Grandes Clientes con medición SMEC (peajes) pagan la mitad del costo de comercialización fijo.

Una vez definidos el cargo comercial fijo mensual por categoría tarifa, se determina el valor presente esperado de los ingresos en tal concepto, a fin de deducirlo del IMPCO.

$$IMPCOfijo = \sum_{t=1}^4 \frac{1}{(1+RR)^t} \sum_k CCOMF_k \cdot clientes_{kt} \cdot 12$$
$$IMPCOfijo = VPte \left( \sum_k CCOMF_k \cdot clientes_{kt} \cdot 12 \right)$$

siendo:

- $IMPCOfijo$ , el valor presente de los ingresos en concepto de costo comercial fijo proyectado para el período tarifario.
- $CCOMF_k$ : el costo comercial fijo de la categoría tarifaria k.

#### 5.4.3 Componentes de costo comercial variable

De acuerdo al Régimen Tarifario, el componente de costo comercial variable incluye el resto de los costos de comercialización.

Por lo tanto,

$$IMPCOvariable = IMPCO - IMPCOfijo$$

Este monto se asignó a cada categoría tarifaria de acuerdo a la cantidad de clientes y la anualidad del costo del medidor de cada una de ellas. Para ello se calculó el valor presente del costo total anual de medidores por tipo de medidor. Este valor surge como el producto de la anualidad del medidor por el valor presente de los clientes que tienen instalado dicho tipo de medidor. A partir de estos valores se determinó la participación porcentual de cada tipo de medidor en el total. Estos porcentajes se emplearon para asignar el *IMPCOvariable* según el tipo de medidor. El *IMPCOvariable* por tipo de medidor se divide finalmente por la energía (en valor presente) a facturar a los clientes que tengan instalado dicho tipo de medidor.

La elección del costo de medidores como repartidor por categoría se debe a que los costos de comercialización (los relacionados con los activos y los costos de operación y mantenimiento) están en relación fundamentalmente con el tipo de equipamiento de medición y no simplemente con la cantidad de clientes. Tanto los costos de lectura de medidores, la atención al cliente o los gastos de ventas se relacionan fundamentalmente con las características del cliente y se considera que una variable que recoge estas características es el costo del medidor.

Para la determinación del costo anual del medidor se utilizó una vida útil de 5 años en el caso de los medidores para las categorías BTS, BTD, MTD, y de 10 años para el de la categoría ATD, con la tasa de rentabilidad aprobada. El costo de los medidores incluye junto al medidor, los materiales de la conexión. Los costos anuales de cada tipo de medidor resultantes son los siguientes:

**Costo medidores (B/.)**

Categoría	costo medidor	años de vida útil	anualidad
BTS	56	5	14.37
BTD	628	5	161.20
MTD	6,270	5	1,609.46
ATD	55,594	10	8,639.87

Los anteriores valores corresponden a los estimados para la revisión tarifaria julio 2018-junio 2022.

La asignación del IMPCO variable por tipo de medidor es la siguiente:

Asignación del IMPCO variable por tipo de medidor

Grupo Tarifario	Anualidad Medidor (B./año)	Valor Presente		Participación por tipo de medidor	IMPCOvariable por tipo de medidor
		Cientes por tipo de medidor	Anualidad total por tipo de medidor		
BTS	14.37	1 838 690	26 334 710	79.3%	114 735
BTD	161.20	20 451	3 284 821	9.9%	14 311
MTD	1 609.46	2 145	3 439 990	10.4%	14 987
ATD	8 639.87	17	145 851	0.4%	635
				<b>100.0%</b>	<b>144 669</b>

El cargo variable por comercialización (CCOMV) resulta del cociente entre el *IMPCOvariable* obtenido por tipo de medidor y la energía a facturar por tipo de medidor. El cargo de cada categoría corresponde al valor obtenido de acuerdo al tipo de medidor que le corresponda.

Se recuerda que el costo de comercialización variable no es de aplicación a EDEMET, por lo que en el cálculo se ha tenido en cuenta esta situación (no considerando su consumo de energía).

## 5.5 Componentes de costos por alumbrado público

De acuerdo al Régimen Tarifario, los componentes de costos por alumbrado público deberán cubrir los costos de los activos, la operación y mantenimiento y el consumo de energía correspondiente. A su vez, establece que la distribuidora deberá presentar dos componentes de costos (en centésimos de balboas por kWh), aplicable a todos los clientes, regulados o no, ubicados en su área de concesión. Los componentes de costos son los siguientes:

- Un componente de costo por el servicio de alumbrado público (*CSAP*)
- Un componente de costo por el consumo del alumbrado público (*CCAP*)

La metodología aplicada para determinar dichos componentes se detalla en los siguientes puntos.

### 5.5.1 Componente de costo por el servicio de alumbrado público (*CSAP*)

)

Según el Régimen Tarifario, el componente de costo por el servicio de alumbrado público (*CSAP*) permite cubrir el valor presente de los ingresos máximos permitidos por el servicio de alumbrado público (*ALUMPU*).

El importe de *ALUMPU* incluye los costos de operación y mantenimiento del alumbrado público, la rentabilidad sobre los activos fijos netos y la depreciación sobre los activos fijos brutos asociados al servicio de alumbrado público. *ALUMPU* será igual a:

$$\begin{aligned} ALUMPU &= \sum_{t=1}^4 \frac{1}{(1+RR)^t} (O\&M_{ALUMt} + (ACT_{ALUMt}) \cdot (DEP\%) + (ACTN_{ALUMt}) \cdot (RR)) \\ &= VPte(O\&M_{ALUMt} + (ACT_{ALUMt}) \cdot (DEP\%) + (ACTN_{ALUMt}) \cdot (RR)) \end{aligned}$$

donde:

- $O\&M_{ALUMt}$  son los costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público en cada año tarifario  $t$ , considerando el costo unitario promedio eficiente aprobado por la ASEP para el período tarifario y la cantidad de luminarias o puntos de iluminación, sin incluir los costos de la energía consumida por el servicio.
- $ACT_{ALUMt}$  es el valor de los activos fijos brutos en operación del alumbrado público en cada año tarifario.
- $ACTN_{ALUMt}$  es el valor de los activos fijos netos en operación del alumbrado público en cada año tarifario.

Sin embargo, debido a que el alumbrado público hace uso de los activos del sistema de distribución se entiende que los costos asociados a dichos activos deberían ser considerados al calcular el *CSAP*. EL *IPSDuso* del que es responsable el alumbrado público se calcula como producto del cargo de distribución (CD) que le correspondería al alumbrado público y la energía proyectada de alumbrado público.

El cargo por el servicio de alumbrado público (*CERAP*) que se aplicará a todos los clientes, regulados o no, ubicados en el área de concesión de la distribuidora se calcula como el cociente del valor presente de:

- La suma de *ALUMPU* y el ingreso permitido por uso del sistema de distribución en horas de punta y fuera de punta ( $IPSDusoP_{AP}$  y  $IPSDusoFP_{AP}$ , respectivamente), y
- Las ventas de energía totales estimadas (en MWh) para el período

---

tarifario de todos los clientes, cualquiera sea su condición.

La expresión es la siguiente:

$$CSAP = \frac{ALUMPU + IPSD_{AP}}{VPte(ventas\ totales)}$$

En el total de Ventas no se ha considerado la demanda de EDEMET debido a que según el Régimen Tarifario, los Distribuidores que hacen uso de la red de la distribuidora no pagan los componentes de alumbrado público.

#### 5.5.2 Componente de costo por el consumo de alumbrado público ( *CCAP* )

El régimen tarifario establece que la distribuidora deberá estimar para el primer semestre de entrada en vigencia del período tarifario los costos de abastecimiento asociados al alumbrado público.

Para la estimación de los costos de abastecimiento deben tenerse en cuenta la demanda de potencia de cada tipo de luminaria, la cantidad de luminarias de cada tipo y las horas de uso promedio del alumbrado público. Dado que no existe medición de la energía consumida por el alumbrado público, el consumo global del alumbrado público se establecerá mediante estadísticas de cada tipo y tamaño de luminaria usada por la empresa distribuidora, la potencia y el consumo mensual de energía típico.

Para la determinación del *CCAP*, el costo de abastecimiento correspondiente al alumbrado público para el primer semestre debe ser dividido por las ventas totales estimadas para dicho semestre, cualquiera sea la condición de los clientes.

El costo de abastecimiento surge del producto del costo de la energía en horas fuera de punta para el primer semestre (*CEGFP*) y el consumo de energía en horas fuera de punta para dicho semestre del alumbrado público. Este consumo corresponde a la mitad del consumo proyectado para el primer año del período tarifario.

Por otro lado, se supuso que las ventas estimadas para el primer semestre corresponden a la mitad de las ventas proyectadas para el primer año del período tarifario.

En el total de Ventas no se ha considerado la demanda de EDEMET debido a que según el Régimen Tarifario, los Distribuidores que hacen uso de la red de la distribuidora no pagan los componentes de alumbrado público.

---

## 5.6 Componentes de costos de abastecimiento

El Régimen Tarifario establece que la distribuidora debe proponer, como mínimo, cinco componentes de costos de abastecimiento por clase de cliente, con costos estimados para el primer semestre del período tarifario. Estos costos se discriminan de la siguiente manera:

- Por el segmento de generación:
  - Un componente de costo por potencia máxima en punta (B./kW de punta-mes) (*CPG*)
  - Un componente de costo por energía en horas de punta (B./kWh) (*CEGP*)
  - Un componente de costo por energía en horas fuera de punta (B./kWh) (*CEGFP*)
- Por el segmento de transmisión:
  - Un componente de costo por demanda en punta (B./kW de punta-mes) (*CUCOST*)
  - Un componente de costo por pérdidas de energía (B./kWh) (*CPST*)

### 5.6.1 Componentes de costos del segmento de generación

Los costos de generación son los estimados para el segundo semestre de 2023, los cuales se presentan en el archivo 2023-07-12- Ajuste Tarifario 2do Sem 23 - Vers3.

A continuación, se detalla el procedimiento seguido para cada componente de costos del segmento de generación.

- a) Componente de costo por demanda en punta (*CPG*)

### 5.6.2 Asignación de costos de generación a cargos por energía

El componente de costo por potencia máxima en punta de generación (*CPG*) refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP, considerando entre otros: i) el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la

---

hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, ii) los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar, iii) la matriz energética presente y futura, iv) cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente. EL CPG se aplica a la demanda contratada total, incluyendo también la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará la asignación de los cargos.

Adicionalmente, mediante nota DSAN-0360-23 ASEP establece la manera en que se determina la porción de los costos de generación que se asignan a cargos por demanda. Para ello, ASEP estipula que este monto es el producto entre el Cargo por Capacidad (CPG) y la demanda de la empresa (contratada más SRLP), y luego con este monto se determinan los CPOTGEN y CPOTGENE. Mientras que el resto de los costos de generación (restando al costo total permitido el asignado a potencia) se recuperan en los cargos por energía CENEGEN.

En primer lugar se determinó la porción de los costos de generación que se asignan a cargos por demanda.

Para ello, ASEP estipula que este monto es el producto entre el Cargo por Capacidad (CPG) y la demanda de la empresa (contratada más SRLP), y luego con este monto se determinan los CPOTGEN y CPOTGENE.

El resto de los costos de generación (restando al costo total permitido el asignado a potencia) se recuperan en los cargos por energía CENEGEN. El procedimiento empleado se resume a continuación:

1. Se determina el monto a asignar a cargos por potencia como el producto de la demanda máxima de la empresa (contratada más SRLP) y el Costo por potencia máxima en punta de generación (CPG).
2. Luego se determinan los cargos asociados a este componente para clientes regulados y no regulados. Aquí dependiendo del grado de energización de la tarifa, este componente se asigna a dos cargos (CPOTGEN y CPOTGENE)
3. Se suma el monto a facturar (en el segundo semestre 2023) por este concepto a clientes regulados y a Grandes Clientes.
4. La diferencia entre el monto a asignar a cargos por potencia (obtenido en el punto 1) y el monto a facturar tanto a clientes regulados como Grandes Clientes, se asigna a un cargo por energía (CPOTGENE) entre las ventas a clientes regulados. Este cargo CPOTGENE se adiciona al indicado en el punto 2)

---

En cuanto a la determinación de los cargos correspondientes al costo por potencia, el Reglamento de Distribución y Comercialización indica que en “el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia.”

“En el caso de las clases de clientes que tengan cargos por demanda, el componente de costos por potencia máxima de generación CPG sólo podrá ser energizado o incorporado parcialmente al cargo por energía por instrucciones de la ASEP.”

“En el caso de los Grandes Clientes el componente de costos por potencia máxima de generación CPG será el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos.”

En lo que respecta al grado de energización, los valores considerados son los siguientes:

Componente	% de Energización
Generación	BT y MT: 85% AT: 50%

Para ello, el procedimiento seguido se sintetiza a continuación.

Los cargos CPOTGEN y CPOTGENE se determinan en primera medida en base a los parámetros tarifarios y factores de pérdidas de las distintas clases de clientes:

- Clientes con medición simple de energía (BTS): se energiza totalmente el cargo mediante el factor de carga y el factor de coincidencia externa
- Clientes con medición de demanda: se determina el cargo por demanda bajo el supuesto inicial de que no se energiza el cargo. Para ello se consideran los factores de coincidencia externa e interna que correspondan. Luego se estima el cargo para los clientes con medición de demanda suponiendo que se energiza en su totalidad. Finalmente estos cargos preliminares por energía (CPOTGENE) y por demanda (CPOTGEN) de los clientes con medición de demanda son multiplicados por el porcentaje

---

energizado y el porcentaje asignado a potencia, respectivamente, para obtener los cargos resultantes. Los porcentajes de energización son los indicados anteriormente.

El procedimiento en detalle se describe a continuación.

En primer lugar se asigna el CPG por clase de usuario en base al factor de coincidencia externa de la clase de cliente y el factor de pérdidas de potencia acumulado según la siguiente expresión:

$$CPG_k = CPG \cdot FPPPAcum1_{j,AT} \cdot FAPG \cdot FSEP_{AT,k}$$

Siendo,

$FPPPAcum1_{j,AT}$ : Factor de pérdida de potencia en horas de punta en el nivel de tensión  $j$  (al que pertenece la clase de usuarios  $k$ ) coincidente con el máximo en AT acumulado a este nivel de tensión. Se obtiene como el producto de los factores de pérdida de potencia aguas arriba hasta la AT. Estos factores se obtienen a partir del balance de potencia del primer año del período tarifario.

$FAPG$ : Factor de ajuste para asegurar la coincidencia entre la demanda de la empresa en AT (contratada más SRLP) y la potencia en AT en horas de punta obtenida a partir de los parámetros tarifarios para el primer año tarifario. En este balance se consideran todas las demandas (tanto de clientes regulados como de Grandes Clientes) dado que se busca reproducir la demanda agregada en AT de la distribuidora.

$FSEP_{AT,k}$ : Factor de simultaneidad o coincidencia externa de la clase de clientes  $k$  con el máximo del nivel de tensión AT en horas de punta.

La determinación del cargo tarifario para clase de cliente en las categorías que sólo disponen de medición de energía (BTS) se realiza de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPOTGENE_k = CPG_k \frac{1}{f_{c_k} \cdot 730}$$

Siendo:

$f_{c_k}$ : el factor de carga de la categoría  $k$  estimado en el ECC.

El cargo resultante (en B././kWh) se aplica a la energía medida del cliente.

---

Como se señaló más arriba, se determinan los cargos en los casos extremos de 0% de energización y 100% de energización, para luego obtener ponderar estos resultados por el grado de energización de la alternativa evaluada.

El cargo sin energizar en las categorías con medición de demanda máxima (sin discriminación por franja horaria) la fórmula del cargo tarifario es:

$$CPOTGEN_k^* = CPG_k \cdot FSI_k$$

Siendo:

$FSI_k$ : el factor de simultaneidad o coincidencia interna de la categoría k estimado en el ECC.

En el caso de las categorías con medición de demanda en punta y fuera de punta la fórmula del cargo tarifario son:

$$CPOTGEN_k^* = CPG_k \cdot FSIP_k \cdot \frac{P_k}{PP_k}$$

Siendo:

$FSIP_k$ : el factor de simultaneidad interna en horas de punta de la categoría k, calculada como el cociente de la demanda máxima de la categoría k en horas de punta y la suma de las demandas en horas de punta de los clientes de la categoría k.

$\frac{P_k}{PP_k}$ : relación de la demanda máxima de la categoría k y la demanda máxima en horas de punta de la categoría k.

El cargo energizado en el caso de las categorías con medición de demanda máxima (sin discriminación por franja horaria) se obtiene como:

$$CPOTGENE_k^* = CPOTGEN_k^* \cdot \frac{\sum DMax_{i,k} \cdot 6}{E_k}$$

Siendo:

$E_k$ : la energía a facturar en el primer semestre del período tarifario a la clase de clientes k.

$DMax_{i,k}$ : la demanda máxima mensual del cliente i de la clase de clientes k estimada a facturar en el primer semestre.

En el caso de categorías con medición de demanda máxima horaria se obtiene que:

---

$$CPOTGENE_k^* = CPOTGEN_k^* \cdot \frac{\sum DMaxP_{i,k} \cdot 6}{E_k}$$

Siendo:

$DMaxP_{i,k}$ : la demanda máxima mensual en horas de punta del cliente i de la clase de clientes k estimada a facturar en el primer semestre.

Finalmente, los cargos por demanda y energía se obtienen como:

$$CPOTGENE_k = CPOTGENE_k^* \cdot \%e_k$$
$$CPOTGEN_k = CPOTGEN_k^* \cdot (1 - \%e_k)$$

Siendo:

$\%e_k$ : el porcentaje del costo asignado a la potencia que es energizado en la clase de clientes k.

Los cargos por energía resultantes (CPOTGENE) se aplican a la energía leída del cliente, mientras que (CPOTGEN) se aplica a la demanda máxima leída en el caso de clientes con demanda máxima y a la demanda máxima en horas de punta a los clientes con medición horaria de la demanda.

a) Componente de costo por energía (CGEP, CGEFP, CEGRT)

De acuerdo al Reglamento de Distribución y Comercialización, el “componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia y sin tomar en cuenta los costos de generación extraordinarios.

(i) Los costos a considerar son los siguientes:

(i.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte del costo asignada al componente por potencia.

(i.2) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.

(i.3) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.

(i.4) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.

(i.5) Costos por compra de energía asociada a contratos.

- 
- (i.6) Sobrecostos por generación obligada.
- (i.7) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
- (i.8) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- (i.9) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
- (i.10) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución AN No.5399-Elec de 27 de junio de 2012.
- (i.11) Los costos extraordinarios que correspondan, se descuentan del total de costos.”

Los cargos CENEGEN corresponden al valor promedio del cargo por energía obtenido como el cociente entre el monto a asignar a cargos por energía y la energía ingresada a las redes de la distribuidora en AT correspondiente a clientes regulados (a los que la distribuidora les compra la energía) y a las pérdidas de distribución para Grandes Clientes

Como se indicó previamente, los costos de generación a recuperar con cargos por energía (CENEGEN) se obtienen de restar de los costos totales de generación el monto asignado a cargos por potencia (recuperados con los cargos CPOTGEN, CPOTGENE y CPOTGENGC) y los costos extraordinarios GEGRT.

Este valor se divide con la energía total ingresada en AT.

Debido a que el costo de compra de energía de la distribuidora no muestra diferencia por banda horaria los componentes CEGP y CEGFP coinciden.

Por su parte, los “los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento, o con sobre contratación y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.”

---

En el caso de estos costos, el Reglamento de Distribución y Comercialización estipula que el componente de costo extraordinario resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público, y es igual para todas las clases de clientes.

De acuerdo al artículo 70, los Grandes Clientes no pagan los componentes de costos de generación (salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación). De acuerdo a esto, sólo debe considerarse la energía vendida a clientes regulados. Esto implica que los clientes regulados subsidian a los Grandes Clientes estos costos extraordinarios (de los cuales no son responsables exclusivamente los clientes regulados). Por lo tanto, se ha considerado que los Grandes Clientes no pagan el CENEGENEX de acuerdo a lo indicado en el artículo 70.

Finalmente, para determinar los cargos por energía para escalones de consumo se hace la redistribución de precio por rango de consumo para garantizar la neutralidad de ingresos, de forma tal que se verifiquen las siguientes relaciones entre escalones de consumo y que mantienen la proporcionalidad existente en las tarifas vigentes:

- BTS (componentes CENEGEN):
  - BTS 2: 38% por encima de BTS 1
  - BTS 3: 27% por encima de BTS 2
- BTD (componentes CENEGEN):
  - Desde 10,001 hasta 30,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior
  - Desde 30,001 hasta 50,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior
  - Más de 50,000 kWh/mes: 5% por encima del escalón anterior

### 5.6.3 Componentes de costos de transmisión

#### a) Componente de costo por demanda en punta (*CUCOST*)

Según el Reglamento de Distribución y Comercialización, “el componente de costo por demanda en punta refleja el costo promedio por uso del sistema de transporte para los clientes conectados a su red”.

Este costo promedio incluye los siguientes costos:

- Costos de conexión.

- 
- Costos por el uso de la red de transporte.
  - Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
  - Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por la Autoridad.
  - Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.
  - Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de regulación del Mercado Regional.

“El *CUCOST* resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda agregada de punta de la distribuidora del semestre considerado.

Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes. Para distribuir los costos del sistema de transporte entre las distintas clases de clientes se tuvieron en cuenta los factores de coincidencia interna y externa de la demanda de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta en el nivel de alta tensión.”

Los costos del sistema de transmisión proyectados para el segundo semestre de 2023 se detallan en el archivo 2023-07-12- Ajuste Tarifario

La demanda agregada de la distribuidora para el segundo semestre 2023 es:

Demanda Agregada de Punta	MW	681.50
---------------------------	----	--------

A partir de los anteriores costos de transmisión y de esta demanda agregada en punta se determina el *CUCOST*.

Este componente de costo es distinto para cada clase de cliente. Para distribuir los costos del uso del sistema de transporte entre las distintas clases de clientes se tuvo en cuenta los factores de coincidencia interna y externa de la demanda de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta en el nivel de alta tensión. Para asignar el *CUCOST* entre las categorías tarifarias que abonan este concepto se siguió un procedimiento similar al empleado para la porción de los costos de generación asignados a cargos por demanda en generación:

- Cálculo del cargo bajo el supuesto de 0% de energización

- Ajuste de dicho cargo para simular que es energizado en su totalidad
- Ponderación de ambos cargos a partir del porcentaje de energización estipulado.

De acuerdo a los lineamientos de la ASEP, el 50% del componente de transmisión se asigna a cargos por demanda y el restante 50% a cargos por energía.

Para ello, en primer lugar se determinó el  $CUCOST$  por clase de cliente, para lo cual se empleó la siguiente expresión:

$$CUCOST_k = CUCOST \cdot FAPT \cdot FSEP_{AT,k}$$

Siendo:

$FAPT$ : factor de ajuste que asegura el cierre entre la demanda máxima en horas de punta en alta tensión (empleada en el cálculo de  $CUCOST$ ) y la demanda máxima en AT que surge del balance de potencia tarifario para el primer semestre.

$FSEP_{AT,k}$ : ya definido previamente.

La asignación de este componente de costo a las categorías con medición simple de energía se realiza de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPT_k = CUCOST_k \cdot \frac{1}{f c_k \cdot 730}$$

Para las categorías con medición de demanda máxima, y bajo el supuesto de no energización del cargo, la asignación se realiza de la siguiente manera:

$$CPT_k^* = CUCOST_k \cdot FSI_k$$

Finalmente, la asignación para las categorías con medición de demanda máxima en horas de punta es la siguiente:

$$CPT_k^* = CUCOST_k \cdot FSIP_k \cdot \frac{P_k}{PP_k}$$

Las expresiones anteriores no incluyen factores de pérdidas de potencia acumulados en cada nivel de tensión debido a que estas pérdidas se remuneran en el IPPD regulado.

El cargo energizado en el caso de las categorías con medición de demanda máxima (sin discriminación por franja horaria) se obtiene como:

$$CPT_k^{**} = CPT_k^* \cdot \frac{\sum DMax_{i,k} \cdot 12}{E_k}$$

Siendo:

$E_k$ : el valor presente de la energía a facturar durante del período tarifario a la clase de clientes k.

$DMax_{i,k}$ : el valor presente de la demanda máxima mensual del cliente i de la clase de clientes k estimada a facturar durante el período tarifario.

En el caso de categorías con medición de demanda máxima horaria se obtiene que:

$$CPT_k^{**} = CPT_k^* \cdot \frac{\sum DMaxP_{i,k} \cdot 12}{E_k}$$

Siendo:

$DMaxP_{i,k}$ : el valor presente de la demanda máxima mensual en horas de punta del cliente i de la clase de clientes k estimada a facturar durante el período tarifario.

Finalmente, los cargos por demanda y energía se obtienen como:

$$CPT_k^E = CPT_k^{**} \cdot \%et_k$$

$$CPT_k^P = CPT_k^{**} \cdot (1 - \%et_k)$$

Siendo:

$CPT_k^E$ : el cargo por energía correspondiente al componente de transmisión

$CPT_k^P$ : el cargo por potencia correspondiente al componente de transmisión

$\%et_k$ : el porcentaje del costo de transmisión que es energizado en la clase de clientes k, 50% en este caso.

Los cargos por energía ( $CPT_k^E$ ) se aplican a la energía leída del cliente, mientras que ( $CPT_k^P$ ) se aplica a la demanda máxima leída en el caso de clientes con demanda máxima y a la demanda máxima en horas de punta a los clientes con medición horaria de la demanda.

b) Componente de costo por pérdidas de energía (CPST)

El CPST refleja “el costo promedio de las pérdidas del sistema de transmisión de la distribuidora, para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes”.

---

“El *CPST* resulta del cociente entre los costos de pérdidas en el sistema de transmisión y energía ingresada a la red en los nodos de compra o entrega. Este componente de costo es similar para todas las clases de clientes.”

Tanto los costos como la energía ingresada corresponden a valores estimados para el segundo semestre de 2023.

### 5.7 Tarifa Prepago

Se mantiene una tarifa específica de prepago que consta de un único variable por energía sin discriminación horaria de aplicación a clientes conectados en Baja Tensión y cuya demanda máxima sea menor o igual a 15 kW mensuales.

Esta tarifa es en lo sustancial equivalente a la BTS 1. La única diferencia es que el cargo de comercialización fijo se energiza en un consumo de 120 kWh. Este consumo es representativo del consumo de los prepagos referidos al primer semestre 2022:

#### Consumo promedio mensual clientes prepagos

Información E-120 2022 S1	2022-01	2022-02	2022-03	2022-04	2022-05	2022-06
clientes activos	48,769	50,098	51,488	53,197	54,721	56,379
consumo facturado (GWh)	6.26	5.70	6.33	6.60	6.55	6.38
Consumo (kWh) / Cliente	128	114	123	124	120	113
Consumo Promedio Cliente (kWh)	<b>120</b>					

---

**ANEXO I**  
**BALANCES DE POTENCIA**

---

## Balance de Energía por año tarifario

A partir de las proyecciones de consumos de energía por categoría tarifaria y del porcentaje de pérdidas de energía se estimaron los balances de energía para cada año tarifario.

### Balance de energía (MWh)

Concepto	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
Ventas BT	2 632 550	2 740 844	2 850 749	2 965 232	3 084 035	9 845 626
Pérdidas NT BT	180 916	187 087	175 869	164 410	152 190	581 289
Pérdidas T BT	63 848	65 750	67 578	69 479	71 443	232 241
<b>Energía Ingresada BT</b>	<b>2 877 314</b>	<b>2 993 681</b>	<b>3 094 196</b>	<b>3 199 120</b>	<b>3 307 667</b>	<b>10 659 156</b>
Ventas MT	840 239	852 348	864 669	877 207	889 966	2 954 614
Pérdidas MT	160 605	165 391	169 988	174 770	179 710	584 187
<b>Energía Ingresada MT</b>	<b>3 878 158</b>	<b>4 011 420</b>	<b>4 128 853</b>	<b>4 251 097</b>	<b>4 377 343</b>	<b>14 197 957</b>
Ventas AT	644 420	645 935	657 957	670 370	683 217	2 252 538
Pérdidas AT	35 098	36 144	37 148	38 193	39 273	127 665
<b>Energía Ingresada AT</b>	<b>4 557 676</b>	<b>4 693 498</b>	<b>4 823 959</b>	<b>4 959 661</b>	<b>5 099 833</b>	<b>16 578 160</b>

Los valores agregados de la tabla anterior coinciden con los determinados por la ASEP: ventas totales proyectadas, porcentaje agregado de pérdidas (respecto de la energía ingresada en AT) y energía ingresada a la red en AT.

Los porcentajes de pérdidas son:

### Porcentajes de pérdidas por nivel de tensión

Concepto	Jul21/jun22	1	2	3	4
Totales	13.42%	13.34%	12.76%	12.19%	11.64%
Pérdida NT BT (%)	6.29%	6.25%	5.68%	5.14%	4.60%
Pérdida T BT (%)	2.22%	2.20%	2.18%	2.17%	2.16%
Pérdida MT (%)	4.14%	4.12%	4.12%	4.11%	4.11%
Pérdida AT (%)	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%

Las pérdidas técnicas por nivel corresponden a los estimados por la empresa para el año 2016 y se han mantenido constantes a lo largo del período.

---

## Balance de potencia por año tarifario

El balance de potencia para cada año tarifario se obtuvo a partir de las proyecciones de consumos de las categorías tarifarias (energía, demanda máxima o demanda máxima en punta o fuera de punta, dependiendo del caso), de los parámetros tarifarios obtenidos en el ECC y de la estimación de pérdidas de potencia por nivel de tensión.

Para cada nivel de tensión (BT, MT y AT) se obtuvo la demanda máxima agregada del nivel de tensión en cuestión en horas de punta y fuera de punta. Para ello se determinó, en primer lugar, la demanda de cada categoría tarifaria coincidente con la demanda máxima de cada nivel de tensión en horas de punta y en horas fuera de punta. La suma de estas demandas coincidentes se multiplicó por el factor de pérdida de potencia acumulado para obtener la demanda máxima del nivel de tensión bajo análisis.

La demanda coincidente con el máximo de cada nivel de tensión se obtuvo en el caso de las categorías con medición simple de energía (clientes BTS, por ejemplo) a partir de la siguiente expresión:

$$PCoincP_{k,j} = \left( \frac{FSEP_{j,k}}{fc_k \cdot 8760} \right) \cdot FaP \cdot E_{k,t}$$

Siendo:

$PCoincP_{k,j}$ : la potencia coincidente de la categoría k con la demanda máxima del nivel de tensión j en horas de punta

$FSEP_{k,j}$ : el factor de simultaneidad o coincidencia externa de la categoría k con respecto del nivel de tensión j en horas de punta

$E_{k,t}$ : energía proyectada de la categoría k para el año tarifario t.

$FaP$ : factor de ajuste por estacionalidad que asegura la igualdad con la demanda máxima absoluta del año determinada por ASEP para cada año tarifario.

En el caso de las categorías con medición de demanda máxima (BTD, MTD, ATD, por ejemplo) se obtiene de la siguiente manera:

$$PCoincP_{k,j} = (FSEP_{j,k} \cdot FSI_k) \cdot FaP \cdot P_{k,t}$$

Siendo:

$FSI_k$ : el factor de simultaneidad interna de la categoría k.

---

$P_{k,t}$ : demanda máxima leída que se proyecta para la categoría k para el año tarifario t.

Mientras que para las categorías con medición de demanda máxima en horas de punta (BTH, MTH, ATH, por ejemplo), la potencia coincidente se obtiene como:

$$PCoincP_{k,j} = (FSEP_{k,j}^* \cdot FSIP_k) \cdot FaP \cdot PP_{k,t}$$

Siendo:

$FSEP_{k,j}^*$ : el factor de simultaneidad o coincidencia externa de la categoría k con respecto del nivel de tensión j en horas de punta. Se calcula como el cociente de la potencia de la categoría k coincidente con el máximo del nivel de tensión en j en punta y la demanda máxima de la categoría k en horas de punta.

$FSIP_k$ : el factor de simultaneidad interna de la categoría k en punta. Calculada como el cociente de la potencia máxima de la categoría k en horas de punta y la suma de las demandas en horas de punta de los clientes de la categoría k.

$PP_{k,t}$ : la demanda máxima leída en horas de punta que se proyecta para la categoría k para el año tarifario t.

De manera similar se obtiene la potencia coincidente en horas fuera de punta.

La pérdida de potencia coincidental en el nivel de tensión se obtiene de multiplicar la suma de potencias coincidentales aguas abajo por el porcentaje pérdida de potencia obtenido según las siguientes expresiones:

$$\%PPot_k = FPP_k - 1$$

$$FPP_k = \frac{1}{1 - PP_k}$$

$$PP_k = PE_k \frac{FC_k}{FCP_k}$$

Siendo:

$\%PPot_k$ : Porcentaje de pérdidas de potencias a aplicar a la suma de potencias coincidentales aguas abajo en el nivel de tensión k,

$FPP_k$ : Factor de pérdidas de potencia del nivel de tensión k,

$PP_k$ : Porcentaje de pérdidas de potencia en el nivel de tensión  $k$  respecto de la potencia al ingreso del nivel de tensión,

$PE_k$ : Porcentaje de pérdida de energía en el nivel de tensión  $k$  respecto de la energía ingresada en el nivel de tensión,

$FC_k$ : Factor de carga en el nivel de tensión  $k$ ,

$FCP_k$ : Factor de carga de la pérdida de potencia en el nivel de tensión  $k$ , función no lineal del factor de carga del nivel de tensión:

$$FCP_k = 0.7 \cdot FC_k^2 + 0.3 \cdot FC_k$$

El balance de potencia por nivel de tensión en horas fuera de punta se obtiene de manera similar.

Los balances de potencia tarifarios en horas de punta y fuera de punta obtenidos son los siguientes:

#### Balance de Potencia en horas de punta (MW)

Potencia coincidente con máxima BT						
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTS	283.15	296.02	310.84	326.43	342.69	1 078.12
BTD	167.02	170.61	175.31	180.14	185.09	602.25
BTH	1.56	1.57	1.58	1.59	1.60	5.37
A-BTS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A-BTD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje BT	19.36	19.39	19.53	19.67	19.81	66.53
Peaje BTH	0.49	0.49	0.49	0.49	0.50	1.67
AP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pérdida NT BT	44.30	45.35	42.49	39.61	36.57	140.35
Pérdida T BT	16.12	16.43	16.83	17.25	17.68	57.76
<b>Potencia Máxima BT</b>	<b>532.00</b>	<b>549.85</b>	<b>567.06</b>	<b>585.19</b>	<b>603.94</b>	<b>1 952.06</b>

Potencia coincidente con máxima MT						
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTS	283.15	296.02	310.84	326.43	342.69	1 078.12
BTD	167.02	170.61	175.31	180.14	185.09	602.25
BTH	1.56	1.57	1.58	1.59	1.60	5.37
A-BTS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A-BTD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje BT	19.36	19.39	19.53	19.67	19.81	66.53
Peaje BTH	0.49	0.49	0.49	0.49	0.50	1.67

	Potencia coincidente con máxima MT					
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
AP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pérdida NT BT	44.30	45.35	42.49	39.61	36.57	140.35
Pérdida T BT	16.12	16.43	16.83	17.25	17.68	57.76
<b>Potencia BT coincidente con Máx MT</b>	<b>532.00</b>	<b>549.85</b>	<b>567.06</b>	<b>585.19</b>	<b>603.94</b>	<b>1 952.06</b>
MTD	63.95	64.68	65.79	66.93	68.08	225.06
MTH	9.05	9.06	9.13	9.20	9.27	31.11
A-MT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje MT	80.81	80.93	81.52	82.12	82.72	277.75
Peaje MTH	21.28	21.31	21.47	21.63	21.78	73.14
Pérdida MT	43.62	44.34	45.35	46.43	47.53	155.59
<b>Potencia Máxima MT</b>	<b>750.71</b>	<b>770.17</b>	<b>790.32</b>	<b>811.49</b>	<b>833.32</b>	<b>2 714.71</b>

	Potencia coincidente con máxima AT					
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTS	283.15	296.02	310.84	326.43	342.69	1 078.12
BTD	167.02	170.61	175.31	180.14	185.09	602.25
BTH	1.56	1.57	1.58	1.59	1.60	5.37
A-BTS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A-BTD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje BT	19.36	19.39	19.53	19.67	19.81	66.53
Peaje BTH	0.49	0.49	0.49	0.49	0.50	1.67
AP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pérdida NT BT	44.30	45.35	42.49	39.61	36.57	140.35
Pérdida T BT	16.12	16.43	16.83	17.25	17.68	57.76
<b>Potencia BT coincidente con Máx AT</b>	<b>532.00</b>	<b>549.85</b>	<b>567.06</b>	<b>585.19</b>	<b>603.94</b>	<b>1 952.06</b>
MTD	63.95	64.68	65.79	66.93	68.08	225.06
MTH	9.05	9.06	9.13	9.20	9.27	31.11
A-MT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje MT	80.81	80.93	81.52	82.12	82.72	277.75
Peaje MTH	21.28	21.31	21.47	21.63	21.78	73.14
Pérdida MT	43.62	44.34	45.35	46.43	47.53	155.59

	Potencia coincidente con máxima AT					
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
<b>Potencia MT coincidente con Máx AT</b>	<b>750.71</b>	<b>770.17</b>	<b>790.32</b>	<b>811.49</b>	<b>833.32</b>	<b>2 714.71</b>
ATD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ATH	27.32	27.91	28.68	29.47	30.28	98.52
Peaje AT	9.75	9.77	9.84	9.91	9.98	33.52
EDEMET	74.80	74.69	77.62	80.69	83.89	268.05
A-AT	-	-	-	-	-	0.00
Peaje ATH	17.91	17.94	18.07	18.20	18.33	61.56
Pérdida AT	9.67	9.85	10.10	10.37	10.65	34.70
<b>Potencia Máxima AT</b>	<b>890.17</b>	<b>910.32</b>	<b>934.64</b>	<b>960.14</b>	<b>986.46</b>	<b>3 211.07</b>
<b>Potencia Máxima AT objetivo</b>	<b>890.17</b>	<b>910.32</b>	<b>934.64</b>	<b>960.14</b>	<b>986.46</b>	<b>3 211.07</b>
Diferencia	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	

### Balace de Potencia en horas fuera de punta (MW)

	Potencia coincidente con máxima BT					
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTS	328.35	342.22	358.42	375.42	393.09	1 241.68
BTD	77.94	79.37	81.34	83.37	85.43	279.13
BTH	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	3.49
A-BTS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A-BTD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje BT	9.03	9.02	9.06	9.10	9.15	30.84
Peaje BTH	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.77
AP	23.69	24.47	25.46	26.51	27.61	88.00
Pérdida NT BT	41.36	42.40	39.80	37.16	34.36	131.51
Pérdida T BT	15.05	15.36	15.76	16.18	16.62	54.14
<b>Potencia Máxima BT</b>	<b>496.67</b>	<b>514.08</b>	<b>531.10</b>	<b>549.00</b>	<b>567.52</b>	<b>1 829.55</b>

	Potencia coincidente con máxima MT					
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTS	312.58	325.79	341.22	357.39	374.22	1 182.06
BTD	94.86	96.60	99.00	101.47	103.98	339.72

	Potencia coincidente con máxima MT					
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTH	1.24	1.24	1.25	1.25	1.26	4.24
A-BTS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A-BTD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje BT	10.99	10.98	11.03	11.08	11.13	37.53
Peaje BTH	0.27	0.27	0.28	0.28	0.28	0.94
AP	23.69	24.47	25.46	26.51	27.61	88.00
Pérdida NT BT	41.68	42.68	40.02	37.34	34.49	132.21
Pérdida T BT	15.17	15.46	15.85	16.26	16.68	54.42
<b>Potencia BT coincidente con Máx MT</b>	<b>500.49</b>	<b>517.49</b>	<b>534.10</b>	<b>551.57</b>	<b>569.65</b>	<b>1 839.13</b>
MTD	53.09	53.52	54.30	55.10	55.90	185.57
MTH	7.88	7.87	7.90	7.94	7.98	26.90
A-MT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje MT	67.08	66.97	67.29	67.61	67.92	229.01
Peaje MTH	18.17	18.14	18.22	18.31	18.40	62.02
Pérdida MT	39.89	40.56	41.51	42.51	43.54	142.43
<b>Potencia Máxima MT</b>	<b>686.60</b>	<b>704.55</b>	<b>723.32</b>	<b>743.04</b>	<b>763.39</b>	<b>2 485.07</b>

	Potencia coincidente con máxima AT					
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTS	312.58	325.79	341.22	357.39	374.22	1 182.06
BTD	94.86	96.60	99.00	101.47	103.98	339.72
BTH	1.24	1.24	1.25	1.25	1.26	4.24
A-BTS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A-BTD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje BT	10.99	10.98	11.03	11.08	11.13	37.53
Peaje BTH	0.27	0.27	0.28	0.28	0.28	0.94
AP	23.69	24.47	25.46	26.51	27.61	88.00
Pérdida NT BT	41.68	42.68	40.02	37.34	34.49	132.21
Pérdida T BT	15.17	15.46	15.85	16.26	16.68	54.42
<b>Potencia BT coincidente con Máx AT</b>	<b>500.49</b>	<b>517.49</b>	<b>534.10</b>	<b>551.57</b>	<b>569.65</b>	<b>1 839.13</b>

	Potencia coincidente con máxima AT					
	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
MTD	53.09	53.52	54.30	55.10	55.90	185.57
MTH	7.88	7.87	7.90	7.94	7.98	26.90
A-MT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peaje MT	67.08	66.97	67.29	67.61	67.92	229.01
Peaje MTH	18.17	18.14	18.22	18.31	18.40	62.02
Pérdida MT	39.89	40.56	41.51	42.51	43.54	142.43
<b>Potencia MT coincidente con Máx AT</b>	<b>686.60</b>	<b>704.55</b>	<b>723.32</b>	<b>743.04</b>	<b>763.39</b>	<b>2 485.07</b>
ATD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ATH	23.40	23.83	24.43	25.03	25.66	83.82
Peaje AT	8.15	8.14	8.18	8.21	8.25	27.83
EDEMET	62.52	62.24	64.51	66.88	69.36	222.51
A-AT	-	-	-	-	-	0.00
Peaje ATH	15.45	15.42	15.49	15.57	15.64	52.73
ATD	8.74	8.90	9.13	9.38	9.63	31.38
<b>Potencia Máxima AT</b>	<b>804.85</b>	<b>823.08</b>	<b>845.06</b>	<b>868.12</b>	<b>891.92</b>	<b>2 903.33</b>
<b>Potencia Máxima AT objetivo</b>	<b>804.85</b>	<b>823.08</b>	<b>845.06</b>	<b>868.12</b>	<b>891.92</b>	<b>2 903.33</b>
Diferencia	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	

En el caso del balance de potencia en fuera de punta se supuso que en AT se verifica en cada año tarifario la misma relación entre demanda máxima en horas de punta y en horas fuera de punta observada en 2016 (año base del ECC).

El balance de potencia tarifario empleado para determinar el CUSOP y CUSOFP de cada clase de cliente se consideraron los valores presentes de las variables de facturación.

## Factores de pérdidas

Los factores de pérdidas acumuladas de potencia empleados en el cálculo de los componentes CUSOP y CUSOFP son los siguientes:

### Factores de pérdidas de potencia en punta

	Factor de nivel de tensión			Factor Acumulado al nivel de tensión		
	Coincidente con BT	Coincidente con MT	Coincidente con AT	Coincidente con BT	Coincidente con MT	Coincidente con AT
BT	1.1129	1.1129	1.1129	1.1129	1.1806	1.1935
MT		1.0608	1.0608		1.0608	1.0724
AT			1.0109			1.0109

### **Factores de pérdidas de potencia en fuera de punta**

	Factor de nivel de tensión			Factor Acumulado al nivel de tensión		
	Coincidente con BT	Coincidente con MT	Coincidente con AT	Coincidente con BT	Coincidente con MT	Coincidente con AT
BT	1.1129	1.1129	1.1129	1.1129	1.1806	1.1935
MT		1.0608	1.0608		1.0608	1.0724
AT			1.0109			1.0109

Para el caso de los coeficientes de pérdidas de potencia y energía para el diseño de los cargos por pérdidas en distribución fue necesario separar las pérdidas técnicas y no técnicas en BT. Los factores estimados son los siguientes:

### **Factores de pérdidas de energía para cálculo de cargos por pérdidas en distribución**

	Factor de pérdidas de energía		Factor de pérdidas de potencia	
	En el nivel	Acumulado en AT	En el nivel respecto de AT	Acumulado en AT
PNT BT	1.0590	1.1378	1.0800	1.1935
PT BT	1.0223	1.0744	1.0305	1.1051
PT MT	1.0429	1.0510	1.0608	1.0724
PT AT	1.0078	1.0078	1.0109	1.0109

En el cálculo de los cargos por potencia en generación y transmisión se tienen en cuenta los factores de pérdidas del primer semestre del período tarifario. Los factores considerados son:

### **Factores de pérdidas de potencia para cálculo cargos por potencia en generación y transmisión. 1er semestre**

---

	<b>Factor de nivel de tensión coincidente con AT</b>	<b>Factor Acumulado al nivel de tensión coincidente con AT</b>
BT	1.1266	1.2085
MT	1.0611	1.0727
AT	1.0109	1.0109

---

**ANEXO II**  
**PROYECCIONES DE CLIENTES, ENERGÍA Y**  
**DEMANDA**

Los valores totales de las variables de facturación consideradas para el cálculo de los cargos tarifarios y para la simulación de facturación coinciden con los estipulados por la ASEP.

La apertura por categorías tarifarias y por rangos de consumos respeta la estructura del mercado verificada en 2018.

### Proyección de clientes

Clientes	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTS	492 518	515 488	533 543	552 229	571 570	1 838 690
BTD	5 294	5 544	5 737	5 937	6 145	19 770
BTH	89	90	91	92	93	312
Peaje BT	107	107	107	107	107	362
Peaje BTH	2	2	2	2	2	7
AP						0
MTD	401	406	411	416	421	1 401
MTH	28	29	30	31	32	104
Peaje MT	152	152	152	152	152	515
Peaje MTH	37	37	37	37	37	125
ATD	0	0	0	0	0	0
ATH	3	3	3	3	3	10
Peaje AT	1	1	1	1	1	3
EDEMET	1	1	1	1	1	3
Peaje ATH	1	1	1	1	1	3

### Proyección de energía (MWh)

Energía Facturada (MWh)	Jul21/jun22	1	2	3	4	V. Presente
BTS	1 886 241	1 969 214	2 052 781	2 139 911	2 230 327	7 096 365
BTD	562 029	583 386	605 555	628 566	652 452	2 089 494
BTH	6 127	6 250	6 375	6 502	6 632	21 832
Peaje BT	92 165	93 087	94 018	94 958	95 908	320 672
Peaje BTH	2 473	2 498	2 523	2 548	2 574	8 606
AP	83 513	86 408	89 498	92 746	96 142	308 658
MTD	256 155	261 278	266 503	271 834	277 270	912 685
MTH	45 785	47 387	49 046	50 763	52 539	169 020
Peaje MT	425 469	429 723	434 021	438 361	442 744	1 480 336
Peaje MTH	112 831	113 959	115 099	116 250	117 412	392 573
ATD	0	0	0	0	0	0
ATH	203 643	204 661	205 684	206 713	207 746	700 132

<b>Energía Facturada (MWh)</b>	<b>jul21/jun22</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>V. Presente</b>
Peaje AT	62 866	63 494	64 129	64 771	65 418	218 729
EDEMET	304 808	303 945	313 571	323 568	333 981	1 079 327
Peaje ATH	73 103	73 834	74 573	75 318	76 072	254 349
<b>Total</b>	<b>4 117 209</b>	<b>4 239 126</b>	<b>4 373 376</b>	<b>4 512 808</b>	<b>4 657 218</b>	<b>15 052 778</b>

### Proyección de Energías en horas de Punta (MWh)

<b>Energía Facturada Punta (MWh)</b>	<b>jul21/jun22</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>V. Presente</b>
BTH	1 539	1 570	1 601	1 633	1 666	5 484
Peaje BTH	991	1 001	1 011	1 021	1 031	3 447
MTH	12 743	13 189	13 650	14 128	14 623	47 041
Peaje MTH	34 250	34 593	34 939	35 288	35 641	119 167
ATH	47 851	48 090	48 330	48 572	48 815	164 512
Peaje ATH	18 269	18 452	18 637	18 823	19 011	63 564
<b>Total</b>	<b>115 643</b>	<b>116 894</b>	<b>118 168</b>	<b>119 465</b>	<b>120 787</b>	<b>403 217</b>

### Proyección de Energías en horas Fuera de Punta (MWh)

<b>Energía Facturada Fuera de Punta (MWh)</b>	<b>jul21/jun22</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>V. Presente</b>
BTH	4 588	4 680	4 773	4 869	4 966	16 347
Peaje BTH	1 483	1 497	1 512	1 528	1 543	5 158
MTH	33 042	34 199	35 396	36 634	37 917	121 979
Peaje MTH	78 581	79 366	80 160	80 962	81 771	273 406
ATH	155 792	156 571	157 354	158 141	158 931	535 620
Peaje ATH	54 834	55 382	55 936	56 496	57 061	190 785
<b>Total</b>	<b>328 320</b>	<b>331 696</b>	<b>335 132</b>	<b>338 629</b>	<b>342 189</b>	<b>1 143 295</b>

### Proyección de demandas máximas leídas (promedio mensual) (MW)

<b>Demandas máximas leídas</b>	<b>Jul21/jun22</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>V. Presente</b>
BTD	185.7	189.4	193.2	197.1	201.1	661.8

<b>Demandas máximas leídas</b>	<b>Jul21/jun22</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>V. Presente</b>
Peaje BT	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	73.1
MTD	66.4	67.0	67.7	68.4	69.0	230.8
Peaje MT	83.9	83.9	83.9	83.9	83.9	284.9
ATD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Peaje AT	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	29.4
EDEMET	66.5	66.3	68.4	70.6	72.8	235.4

**Proyección de demandas máximas leídas en punta (promedio mensual) (MW)**

<b>Demandas máximas horas de punta</b>	<b>Jul21/jun22</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>V. Presente</b>
BTH	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	5.7
Peaje BTH	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.8
MTH	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	31.3
Peaje MTH	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	73.6
ATH	24.2	24.7	25.2	25.7	26.2	86.4
Peaje ATH	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	54.0

**Proyección de demandas máximas leídas en fuera de punta (promedio mensual) (MW)**

<b>Demandas máximas horas fuera de punta</b>	<b>Jul21/jun22</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>V. Presente</b>
BTH	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	7.8
Peaje BTH	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.7
MTH	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	31.7
Peaje MTH	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	73.1
ATH	24.1	24.6	25.1	25.6	26.1	86.0
Peaje ATH	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	54.1

La apertura de consumos de acuerdo a rango de consumo y tipo de cliente necesaria para el ajuste por subsidios es la siguiente:

<b>Consumo de Energía (MWh)</b>	<b>Valor Presente</b>
<b>BTS</b>	
<b>0-300 kWh</b>	
BTS - Regulares	1 662 881
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	601 242
BTS - Agropecuarios	34
BTS- Partidos Políticos	2
BTS - Cruz Roja	10
<b>TOTAL</b>	<b>2 264 168</b>
<b>301-750 kWh</b>	
BTS - Regulares	1 656 461
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	942 355
BTS - Agropecuarios	146
BTS- Partidos Políticos	0
BTS - Cruz Roja	0
<b>TOTAL</b>	<b>2 598 961</b>
<b>Mayor a 750 kWh</b>	
BTS - Regulares	1 851 231
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	381 378
BTS - Agropecuarios	502
BTS- Partidos Políticos	58
BTS - Cruz Roja	68
<b>TOTAL</b>	<b>2 233 236</b>
<b>TOTAL BTS</b>	<b>7 096 365</b>
<b>301-600 kWh</b>	
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	942 355
0-300	587 480
301-600	354 875
<b>601-750 kWh</b>	
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	0
<b>Mayor a 750 kWh con descuento</b>	
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	217 382
0-300	108 691
301-600	108 691
<b>0-300 kWh (apertura por bloque)</b>	
BTS - Regulares	1 662 881
0-300	1 662 881
301-750	
>750	
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	601 242
0-300	601 242
301-750	
>750	

<b>Consumo de Energía (MWh)</b>	<b>Valor Presente</b>
BTS - Agropecuarios	34
0-300	34
301-750	
>750	
BTS- Partidos Políticos	2
0-300	2
301-750	
>750	
BTS - Cruz Roja	10
0-300	10
301-750	
>750	
<b>TOTAL</b>	
0-300	2 264 168
301-750	0
>750	0
<b>301-750 kWh (apertura por bloque)</b>	
BTS - Regulares	1 656 461
0-300	1 081 371
301-750	575 090
>750	
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	942 355
0-300	587 480
301-750	354 875
>750	
BTS - Agropecuarios	146
0-300	82
301-750	64
>750	
BTS- Partidos Políticos	0
0-300	0
301-750	0
>750	
BTS - Cruz Roja	0
0-300	0
301-750	0
>750	
<b>TOTAL</b>	
0-300	1 668 932
301-750	930 029
>750	0
<b>Mayor a 750 kWh (apertura por bloque)</b>	
BTS - Regulares	1 851 231
0-300	375 392
301-750	563 088

<b>Consumo de Energía (MWh)</b>	<b>Valor Presente</b>
>750	912 751
<b>BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad</b>	<b>381 378</b>
0-300	108 691
301-750	163 036
>750	109 651
<b>BTS - Agropecuarios</b>	<b>502</b>
0-300	86
301-750	128
>750	288
<b>BTS- Partidos Políticos</b>	<b>58</b>
0-300	12
301-750	18
>750	27
<b>BTS - Cruz Roja</b>	<b>68</b>
0-300	6
301-750	9
>750	53
<b>TOTAL</b>	
0-300	484 187
301-750	726 280
>750	1 022 769
<b>BTD</b>	
<b>0-10,000 kWh</b>	
BTD - Regulares	1 240 302
BTD - Agropecuarios	2 739
BTD - Jubilados, Pen. Tercera Edad	859
BTD - Partidos Políticos	90
BTD - Cruz Roja	236
<b>TOTAL</b>	<b>1 244 226</b>
<b>10,001-30,000 kWh</b>	
BTD - Regulares	492 673
BTD - Agropecuarios	398
BTD - Jubilados, Pen. Tercera Edad	33
BTD - Partidos Políticos	346
BTD - Cruz Roja	0
<b>TOTAL</b>	<b>493 449</b>
<b>30.001-50000 kWh</b>	
BTD - Regulares	134 410
BTD - Agropecuarios	0
BTD - Jubilados, Pen. Tercera Edad	0
BTD - Partidos Políticos	0
BTD - Cruz Roja	0
<b>TOTAL</b>	<b>134 410</b>
<b>Mayor a 50,000 kWh</b>	

<b>Consumo de Energía (MWh)</b>	<b>Valor Presente</b>
BTD - Regulares	217 408
BTD - Agropecuarios	0
BTD - Jubilados, Pen. Tercera Edad	0
BTD - Partidos Políticos	0
BTD - Cruz Roja	0
<b>TOTAL</b>	<b>217 408</b>
<b>TOTAL BTD</b>	<b>2 089 494</b>
<b>MTD</b>	
<b>Sin Apertura por kWh</b>	
MTD - Regulares	902 092
MTD - Agropecuarios	10 594
<b>TOTAL</b>	<b>912 685</b>
<b>10,001-30,000 kWh</b>	
MTD - Regulares	
MTD - Agropecuarios	
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>
<b>30.001-50000 kWh</b>	
MTD - Regulares	
MTD - Agropecuarios	
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>
<b>Mayor a 50,000 kWh</b>	
MTD - Regulares	
MTD - Agropecuarios	
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL MTD</b>	<b>912 685</b>
<b>ATD</b>	
<b>Sin Apertura por kWh</b>	
ATD - Regulares	0
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>
<b>10,001-30,000 kWh</b>	
ATD - Regulares	
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>
<b>30.001-50000 kWh</b>	
ATD - Regulares	
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>
<b>Mayor a 50,000 kWh</b>	
ATD - Regulares	
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL ATD</b>	<b>0</b>
<b>BTH</b>	
BTH - Punta	5 484

<b>Consumo de Energía (MWh)</b>	<b>Valor Presente</b>
BTH - FP	16 347
<b>TOTAL BTH</b>	<b>21 832</b>
<b>MTH</b>	
MTH - Punta	47 041
MTH - FP	121 979
<b>TOTAL MTH</b>	<b>169 020</b>
<b>ATH</b>	
ATH - Punta	164 512
ATH - FP	535 620
<b>TOTAL ATH</b>	<b>700 132</b>
<b>BTD PEAJE</b>	
<b>TOTAL BTD PEAJE</b>	<b>320 672</b>
<b>BTH PEAJE</b>	
BTH - Punta	3 447
BTH - FP	5 158
<b>TOTAL BTH PEAJE</b>	<b>8 606</b>
<b>MTD PEAJE</b>	
<b>TOTAL MTD PEAJE</b>	<b>1 480 336</b>
<b>MTH PEAJE</b>	
MTH - Punta	119 167
MTH - FP	273 406
<b>TOTAL MTH PEAJE</b>	<b>392 573</b>
<b>ATD PEAJE</b>	
<b>TOTAL ATD PEAJE</b>	<b>218 729</b>
<b>ATH PEAJE</b>	
ATH - Punta	63 564
ATH - FP	190 785
<b>TOTAL ATH PEAJE</b>	<b>254 349</b>
<b>EDEMET</b>	
<b>TOTAL EDEMET</b>	<b>1 079 327</b>
<b>TOTAL ENSA</b>	<b>14 744 120</b>

### **Demanda Promedio Mensual (MW)**

<b>BTD</b>	
BTD - Regulares	660
BTD - Agropecuarios	1
BTD - Jubilados, Pen. Tercera Edad	0
BTD - Partidos Políticos	0
BTD - Cruz Roja	0
<b>TOTAL BTD</b>	<b>662</b>

<b>MTD</b>	
MTD - Regulares	227
MTD - Agropecuarios	4
<b>TOTAL MTD</b>	<b>231</b>
<b>ATD</b>	
ATD - Regulares	0
<b>TOTAL ATD</b>	<b>0</b>
<b>BTH</b>	
BTH - Punta	6
BTH - FP	8
<b>TOTAL BTH</b>	<b>13</b>
<b>MTH</b>	
MTH - Punta	31
MTH - FP	32
<b>TOTAL MTH</b>	<b>63</b>
<b>ATH</b>	
ATH - Punta	86
ATH - FP	86
<b>TOTAL ATH</b>	<b>172</b>
<b>BTD PEAJE</b>	
<b>TOTAL BTD PEAJE</b>	<b>73</b>
<b>BTH PEAJE</b>	
BTH - Punta	2
BTH - FP	2
<b>TOTAL BTH PEAJE</b>	<b>3</b>
<b>MTD PEAJE</b>	
<b>TOTAL MTD PEAJE</b>	<b>285</b>
<b>MTH PEAJE</b>	
MTH - Punta	74
MTH - FP	73
<b>TOTAL MTH PEAJE</b>	<b>147</b>
<b>ATD PEAJE</b>	
<b>TOTAL ATD PEAJE</b>	<b>29</b>
<b>ATH PEAJE</b>	
ATH - Punta	54
ATH - FP	54
<b>TOTAL ATH PEAJE</b>	<b>108</b>
<b>EDEMET</b>	
<b>TOTAL EDEMET</b>	<b>235</b>
<b>TOTAL ENSA</b>	<b>2 023</b>

## Número de Clientes

<b>BTS</b>	
<b>0-300 kWh</b>	
BTS - Regulares	992 448
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	248 108
BTS - Agropecuarios	21
BTS- Partidos Políticos	10
BTS - Cruz Roja	14
<b>TOTAL</b>	<b>1 240 601</b>
<b>301-750 kWh</b>	
BTS - Regulares	300 381
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	163 189
BTS - Agropecuarios	23
BTS- Partidos Políticos	0
BTS - Cruz Roja	0
<b>TOTAL</b>	<b>463 592</b>
<b>Mayor a 750 kWh</b>	
BTS - Regulares	104 276
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	30 192
BTS - Agropecuarios	24
BTS- Partidos Políticos	3
BTS - Cruz Roja	2
<b>TOTAL</b>	<b>134 496</b>
<b>TOTAL BTS</b>	<b>1 838 690</b>
<b>301-600 kWh</b>	
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	0
<b>601-750 kWh</b>	
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	0
<b>Mayor a 750 kWh con descuento</b>	
BTS - Jubilados, Pen. Tercera Edad	0
<b>BTD</b>	
BTD - Regulares	19 717
BTD - Agropecuarios	31
BTD - Jubilados, Pen. Tercera Edad	15
BTD - Partidos Políticos	3
BTD - Cruz Roja	3
<b>TOTAL BTD</b>	<b>19 770</b>
<b>MTD</b>	
MTD - Regulares	1 367
MTD - Agropecuarios	34
<b>TOTAL MTD</b>	<b>1 401</b>
<b>ATD</b>	
<b>TOTAL ATD</b>	<b>0</b>
<b>BTH</b>	

---

## Número de Clientes

<b>TOTAL BTH</b>	<b>312</b>
<b>MTH</b>	
<b>TOTAL MTH</b>	<b>104</b>
<b>ATH</b>	
<b>TOTAL ATH</b>	<b>10</b>
<b>BTD PEAJE</b>	
<b>TOTAL BTD PEAJE</b>	<b>362</b>
<b>BTH PEAJE</b>	
<b>TOTAL BTH PEAJE</b>	<b>7</b>
<b>MTD PEAJE</b>	
<b>TOTAL MTD PEAJE</b>	<b>515</b>
<b>MTH PEAJE</b>	
<b>TOTAL MTH PEAJE</b>	<b>125</b>
<b>ATD PEAJE</b>	
<b>TOTAL ATD PEAJE</b>	<b>3</b>
<b>ATH PEAJE</b>	
<b>TOTAL ATH PEAJE</b>	<b>3</b>
<b>EDEMET</b>	
<b>TOTAL EDEMET</b>	<b>3</b>
<b>TOTAL ENSA</b>	<b>1 861 306</b>