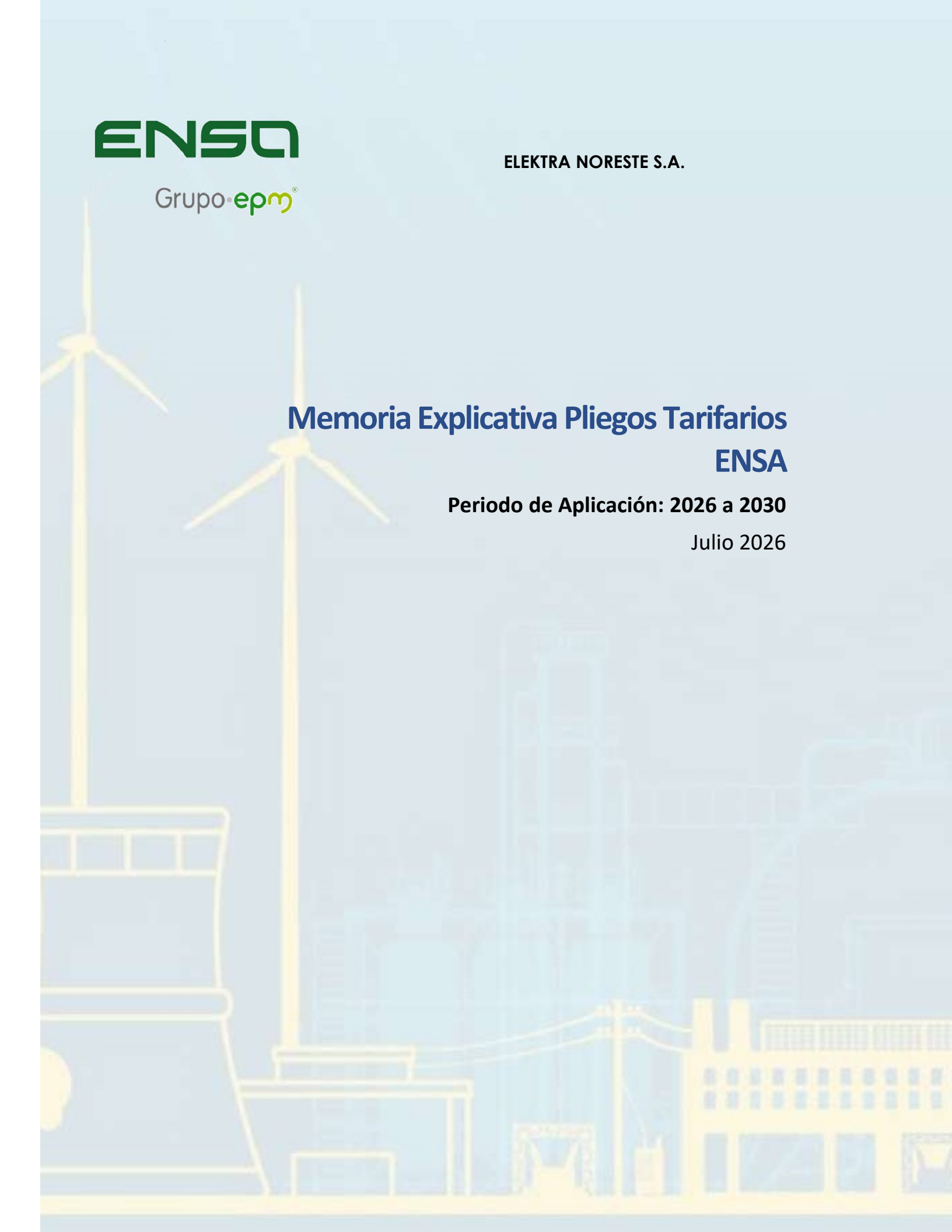




ENSA

Grupo **epm**[®]

ELEKTRA NORESTE S.A.

Memoria Explicativa Pliegos Tarifarios ENSA

Periodo de Aplicación: 2026 a 2030

Julio 2026

1. INTRODUCCIÓN	1
2. PROPUESTA DE ESTRUCTURA Y CARGOS TARIFARIOS	2
2.1 CRITERIOS DE ENERGIZACIÓN DE COMPONENTES	2
2.2 ESCALONAMIENTO DE BLOQUES DE CONSUMO	2
2.3 ASIGNACIÓN COMPONENTE DE GENERACIÓN	3
2.3.1 Asignación de costos de generación a cargos por demanda	3
2.3.2 Asignación de costos de generación a cargos por energía	4
2.4 NUEVAS TARIFAS HORARIAS	4
2.4.1 Tarifa BTSH	4
2.4.2 Tarifas BTH, MTH y ATH	5
2.5 TARIFAS PARA ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS QUE NO SON PROPIEDAD DE ENSA	5
2.6 CONSIDERACIONES ADICIONALES	5
2.6.1 Tarifa Prepago	5
2.6.2 Otros ajustes	5
3. DISEÑO DE LOS CARGOS TÉCNICOS.	6
3.1 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	6
3.2 DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN	6
3.2.1 Costos por conexión	7
3.2.2 Costos por uso del servicio de distribución	8
3.3 DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	13
3.4 COMPONENTES DE COSTOS POR COMERCIALIZACIÓN	15
3.4.1 Componentes de costo para reconexión.	15
3.4.2 Componentes de costo comercial fijo	16
3.4.3 Componentes de costo comercial variable	16
3.5 COMPONENTES DE COSTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO	17
3.5.1 Componente de costo por el servicio de alumbrado público (<i>CSAP</i>)	17
3.5.2 Componente de costo por el consumo de alumbrado público (<i>CCAP</i>)	18
3.6 COMPONENTES DE COSTOS DE ABASTECIMIENTO	18
3.6.1 Componentes de costos del segmento de generación	19

	Contenido
3.6.2	Asignación de costos de generación a cargos por energía 19
3.6.3	Componentes de costos de transmisión 21
4.	MEMORIA DE CÁLCULO DEL ARCHIVO DE CÁLCULO TARIFARIO 23

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe contiene:

- 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-0617-2026 y DSAN No.1318-2026.

Los valores resultantes corresponden al Ingreso Máximo Permitido aprobado mediante Resolución AN No. 21656-Elec de 20 de mayo de 2026 en el marco de la Consulta Pública No. 001-26 convocada por ASEP.

2. PROPUESTA DE ESTRUCTURA Y CARGOS TARIFARIOS

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

- Inclusión de las siguientes tarifas
 - **Tarifa BTSH** (con medición horaria de energía) orientada a clientes residenciales con demanda menor a 15 kW.
 - **Tarifa para estaciones de carga de vehículos eléctricos**
- Las actuales tarifas horarias **BTH, MTH y ATH** presentan cargos por energía diferenciada por bloque horario siguiendo los lineamientos emitidos por ASEP.
- Esquema de bloques crecientes para la tarifa **BTS**:
 - **3 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**).

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.

2.1 Criterios de energización de componentes

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 para las tarifas con medición de demanda se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 1. Criterios de asignación tarifaria

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

En el caso de las tarifas **BTS** y **BTSH**, todos los cargos son energizados (con excepción del cargo fijo de comercialización).

2.2 Escalonamiento de bloques de consumo

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

- Tarifa BTD: se mantiene la proporcionalidad existente en los cargos por energía de generación de las tarifas vigentes.
- Tarifa BTS. Se consideran 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). Se mantiene la proporcionalidad existente

A tal fin 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:

- BTS (componentes CENEGEN):
 - **2do bloque (entre 301 y 750 kWh-mes):** 80% por encima del 1er bloque (entre 11 a 300 kWh-mes)
 - **3er bloque (energía que exceda 751 kWh):** 15% por encima del 2do bloque
- 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

En primer lugar, se determinan los costos de abastecimiento (generación y potencia) que serán recuperados a través de las tarifas. En el caso del costo de potencia se descuentan las pérdidas de potencia por nivel de tensión. En el caso del costo de generación se descuentan las pérdidas de energía por nivel de tensión y la demanda de los Clientes Libres.

2.3.1 Asignación de costos de generación a cargos por demanda

El monto de los costos de potencia de generación se determina mediante el siguiente procedimiento:

- A partir del CPG establecido por ASEP y de los parámetros tarifarios, se determina un cargo por potencia máxima de cada categoría de clientes regulados. Con estos valores (cargo por demanda máxima y demanda máxima) se tiene un monto a facturar a cada categoría tarifaria.
- El monto a facturar a cada categoría tarifaria se puede recuperar parcial o totalmente a través de cargos por energía (CPOTGENE) o de cargos por demanda (CPOTGEN).
- En el caso de Grandes Clientes se adopta directamente el CPG definido por ASEP (CPOTGENGC)

Los cargos CPOTGEN y CPOTGENE se determinan conceptualmente de la siguiente manera:

- CPOTGENE: la porción del monto a facturar a cada categoría que es energizada es dividida por la energía a facturar a los clientes.
- CPOTGEN: el cargo por potencia máxima de la categoría es multiplicado por el porcentaje que se recupera con cargos por demanda (porcentaje no energizado). Los porcentajes de energización son los indicados en la **Tabla 1**.

El resto de los costos de generación permitidos a recuperar a través de las tarifas (restando al costo total permitido el facturado con cargos por potencia) se recuperan en los cargos por energía CENEGEN.

2.3.2 Asignación de costos de generación a cargos por energía

De acuerdo con 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, se realiza el cociente entre este resto de los costos de generación y la energía a facturar a los clientes regulados.

2.4 Nuevas tarifas horarias

Para el diseño de las tarifas horarias se han definido los siguientes bloques horarios en base al comportamiento del perfil de carga promedio de la distribuidora:

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

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 resultante del Estudio de Caracterización de la Carga (ECC). 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: en un orden de magnitud del doble del cargo en Bloque Horario Bajo Fuera de Punta
- Cargo en Bloque Horario Medio Fuera de Punta: valor intermedio entre el cargo en Bloque Horario en Punta y en Bloque Horario Bajo Fuera de Punta.

Los cargos de comercialización, de distribución, 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).

Para respetar las relaciones mencionadas los cargos por bloque horario de energía de generación fueron ajustados convenientemente.

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).
- El consumo por bloque horario estimado se obtiene a partir del perfil de consumo facturado a los clientes de esta categoría.
- 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 la totalidad de las horas fuera de punta (es decir, abarca el período de Medio Fuera de Punta y Bajo Fuera de Punta).

2.5 Tarifas para Estaciones de Carga de Vehículos Eléctricos que no son propiedad de ENSA

Se propone que a las Estaciones de Carga de vehículos eléctricos que no son propiedad de ENSA se apliquen las mismas tarifas BTH y MTH, dependiendo del nivel de tensión en el que se realice el suministro.

2.6 Consideraciones adicionales

2.6.1 Tarifa Prepago

En el pliego se incluye una tarifa de prepago que es en lo sustancial equivalente a la BTS para el primer bloque de consumo (hasta 300 kWh-mes). La diferencia con relación a esta tarifa radica en que para los BTS los 10 primeros kWh consumidos sin cargo variable son asignados a los cargos que se aplican a partir del 11 kWh; mientras que, en el caso de los prepagos, los cargos se aplican a la totalidad del consumo medido.

2.6.2 Otros ajustes

Con el objetivo de garantizar el debido acoplamiento entre tarifas, de acuerdo con 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 vigentes para jubilados, Partidos Políticos, Cruz Roja y agropecuarios

3. DISEÑO DE LOS CARGOS TÉCNICOS.

3.1 Ingreso Máximo Permitido

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) de ENSA empleado para estructurar las tarifas corresponde al aprobado mediante Resolución AN No. 21656-Elec de 20 de mayo de 2026 en el marco de la Consulta Pública No. 001-26 convocada por ASEP.

Tabla 2. IMP Propuesta ENSA

Concepto	Monto miles B/.
IPSD	494,759.01
IMPCO	211,640.10
ALUMPU	27,580.10
Subtotal	733,979.21
IPPD	206,450.70
IMP	940,429.90

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 considera el monómico esperado para el segundo semestre 2026.
- 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.

3.2 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:

- 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.
- Los componentes de costos por uso del sistema de distribución deben reflejar el costo de los activos del sistema principal.
- Para calcular el componente de costo por uso del Sistema de Distribución se utilizará:
- La metodología del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) para la asignación por nivel de tensión.
- 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.

3.2.1 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”.

Los cargos por conexión se mantuvieron en los niveles actuales.

Una vez determinados los componentes de costos por conexión (CXC) se calculó 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:

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

$$IPSD_{conexion} = VP_{te} \left(\sum_k CX C_k \cdot conexiones_{kt} \right)$$

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

3.2.2 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 ($IPSD_{uso}$)
- Se asignó el $IPSD_{uso}$ a cada nivel de tensión mediante el Costo Incremental Promedio

de Largo Plazo (CIPLP) de acuerdo a la composición indicada por ASEP

- 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. A tal fin se consideró la desagregación empleada en los pliegos del período actual.
- 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 (*IPSDuso*)

Para determinar el *IPSDuso* se sustrajo del IPSD el *IPSDconexion*.

b) Asignación del *IPSDuso* por nivel de tensión

Para asignar el *IPSDuso* por nivel de tensión se consideró la apertura de activos según lo indicado por ASEP mediante el Balance de Situación de 2025 (formulario BS-01).

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.

c) Asignación del *IPSDuso* 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:

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

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

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:

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

Siendo:

f_{Ck} : 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 es:

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

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

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.

$\frac{P_k}{PFP_k}$: 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 con el 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 resume en el siguiente cuadro:

Asignación de factores del ECC a categorías tarifarias

Nivel de tensión	Categoría Tarifaria	Parámetros Tarifarios del ECC
BT	BTS, BTSH, BTS prepago	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
	ATH	ATD-Peaje AT

	Peaje AT	ATD-Peaje AT
	EDEMET	EDEMET

3.3 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 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 con 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.

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 (CPEP) 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:

$$CPEPDP_k = CPP_j \cdot \frac{FSEP_{AT,k}}{fc_k \cdot 730}$$

Siendo:

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

CPP_j : el componente de costo por pérdidas de potencia en el nivel de tensión j

$FSEP_{AT,k}$: 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:

$$C_{PERDP_k} = C_{PP_j} \cdot FSEP_{AT,k} \cdot FSI_k$$

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

$$C_{PERDP_k} = C_{PP_j} \cdot FSEP_{AT,k}^* \cdot FSIP_k$$

Siendo:

$FSEP_{AT,k}^*$: 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 con 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.

3.4 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.

3.4.1 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.

3.4.2 Componentes de costo comercial fijo

Se propone mantener los actuales componentes de costos comerciales fijos (luego de los ajustes por subsidios los valores finales pueden diferir de los cargos que se listan a continuación).

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.

3.4.3 Componentes de costo comercial variable

De acuerdo con el 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 con 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.

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 con el 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).

3.5 Componentes de costos por alumbrado público

De acuerdo con el 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.

3.5.1 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:

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

$$= VPte(O\&M_{ALUMt} + (ACT_{ALUMt}) \cdot (DEP\%) + (ACTN_{ALUMt}) \cdot (RR))$$

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 (*CSERAP*) 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 ($IPSD_{usoP_{AP}}$ y $IPSD_{usoFP_{AP}}$, 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.

3.5.2 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.

3.6 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*)

3.6.1 Componentes de costos del segmento de generación

En primer lugar, se determinan los costos de abastecimiento (generación y potencia) que serán recuperados a través de las tarifas. En el caso del costo de potencia se descuentan las pérdidas de potencia por nivel de tensión. En el caso del costo de generación se descuentan las pérdidas de energía por nivel de tensión y la demanda de los Clientes Libres.

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*)

3.6.2 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. 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.

El monto de los costos de potencia de generación se determina mediante el siguiente procedimiento:

- A partir del *CPG* establecido por ASEP y de los parámetros tarifarios, se determina un cargo por potencia máxima de cada categoría de clientes regulados. Con estos valores (cargo por demanda máxima y demanda máxima) se tiene un monto a facturar a cada categoría tarifaria.
- El monto a facturar a cada categoría tarifaria se puede recuperar parcial o totalmente a través de cargos por energía (*CPOTGENE*) o de cargos por demanda (*CPOTGEN*).
- En el caso de Grandes Clientes se adopta directamente el *CPG* definido por ASEP

Los cargos *CPOTGEN* y *CPOTGENE* se determinan conceptualmente de la siguiente manera:

- *CPOTGENE*: la porción del monto a facturar a cada categoría que es energizada es dividida por la energía a facturar a los clientes.
- *CPOTGEN*: el cargo por potencia máxima de la categoría es multiplicado por el porcentaje que se recupera con cargos por demanda (porcentaje no energizado). Los porcentajes de energización son los indicados en la tabla siguiente.

El resto de los costos de generación permitidos a recuperar a través de las tarifas (restando al costo total permitido el facturado con cargos por potencia) se recuperan en los cargos por energía CENEGEN.

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

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

Las tarifas BTS y BTSH la energización es del 100%.

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 con el 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 5399-Elec de 27 de junio de 2012.

(i.11) Los costos extraordinarios que correspondan, se descuentan del total de costos.”

De acuerdo con 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, se realiza el cociente entre este resto de los costos de generación y la energía a facturar a los clientes regulados.

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.

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:

- BTS (componentes CENEGEN):
 - **2do bloque (entre 301 y 750 kWh-mes):** 80% por encima del 1er bloque (entre 11 a 300 kWh-mes)
 - **3er bloque (energía que exceda 751 kWh):** 15% por encima del 2do bloque
- 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

3.6.3 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.”

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 con 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 empleando 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.

4. MEMORIA DE CÁLCULO DEL ARCHIVO DE CÁLCULO TARIFARIO

El archivo Excel de cálculo tarifario se compone de un conjunto de hojas que se agrupan de la siguiente manera:

		Nombre Hoja
Inputs del modelo	Información de mercado:	Energía
		Clientes
		Potencia
	Costos	Costos
		Costo_medidores
	Parámetros	Factores
		Params
		Factor_Monómico

Cálculo de cargos técnicos	Balance Tarifario	Balance
	Componentes tarifarios	Resumen_cargos
		cargos_conexión
		cargos_distribución
		cargos_comercialización
		cargos_reconexión
		cargos_AP
		cargos_abastecimiento
Cálculo de los cargos de aplicación		Res_cargos_Aj
		EmpalmeBTD_BTS
		Ajustes
		Publicación
Resultados Económicos		Resumen

- Hojas de Inputs del modelo:
 - “Energía”: Energía medida y facturada de los clientes por año tarifario
 - “Clientes”: Cantidad de clientes y conexiones por año tarifario
 - “Potencia”: Demanda facturada de los clientes por año tarifario
 - “Costos”: IMP y costos de abastecimiento considerados
 - “Costo_medidores”: Valor de los medidores
 - “Factores”: Parámetros tarifarios resultantes del ECC, factores de pérdidas
 - “Params”: Parámetros básicos del modelo
 - “Factor_Monómico”: Factor de ajuste del costo monómico para el cálculo del IMP de pérdidas
- Hojas para el Cálculo de cargos Técnicos
 - “Balance”: Elaboración del balance de potencia con fines tarifarios
 - “Resumen_cargos”: Compilación de los cargos técnicos
 - “cargos_conexión”: Cálculo de los cargos de conexión
 - “cargos_distribución”: Cálculo de los cargos de distribución
 - “cargos_comercialización”: Cálculo de los cargos de comercialización
 - “cargos_reconexión”: Cálculo de los cargos de reconexión
 - “cargos_AP”: Cálculo de los cargos de Alumbrado Público (servicio y consumo)
 - “cargos_abastecimiento”: Cálculo de los cargos de energía y potencia y de los asociados a transmisión
- Hojas de Cálculo de los cargos de aplicación:
 - “Res_cargos_Aj”: Compilación de los cargos de aplicación
 - “EmpalmeBTD_BTS”: Ajusta los cargos BTD-BTS para garantizar empalme entre los mismos (requerimiento del RDC)
 - “Ajustes”: Ajuste de los cargos técnicos para obtener los de aplicación
 - “Publicación”: Cargos resultantes en formato de publicación
- Hojas con Resumen de resultados Económicos
 - “Resumen”: Comprobación de recuperación de costos