

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0060-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 14:52 HORAS DEL 28 DE JUNIO DE 2023

APLICACIÓN PARA EL III TRIMESTRE DE 2023 DE LA “METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE EXTRAORDINARIO DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD PRODUCTO DE VARIACIONES EN EL COSTO DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN TÉRMICA PARA EL CONSUMO NACIONAL Y LAS IMPORTACIONES NETAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL, (CVG)” RELACIONADA CON EL SERVICIO DE GENERACIÓN DEL ICE Y EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO DE TODAS LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

ET-037-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 14 de mayo del 2019, mediante la resolución RE-0100-JD-2019, la Junta Directiva aprobó la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad producto de variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica para consumo nacional y las importaciones netas de energía eléctrica del mercado eléctrico regional (CVG)”, tramitada en el expediente OT-010-2017 y publicada en La Gaceta N° 97, Alcance N° 118 del 27 de mayo del 2019.
- II. Que el 14 de agosto de 2019, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0966-IE-2019, establece el procedimiento a seguir para la correcta aplicación de la metodología tarifaria del Costo Variable de Generación (CVG), así como, precisar lo correspondiente a los requerimientos de información regulatoria que esta metodología ordena a las empresas de distribución eléctrica, incluidos aspectos relacionados con el envío de información, en forma y plazo.
- III. Que el 6 de marzo de 2023, la intendencia de Energía, a través de la resolución RE-0020-IE-2023, fijó la tarifa de oficio aplicable en los centros de recarga rápida para vehículos eléctricos (T-VE) por tiempo de uso, de conformidad con lo dispuesto en el decreto ejecutivo 41642-minae. Publicado el 9 de marzo de 2023 en la Gaceta 44, Alcance 38.

- IV.** Que el 6 de marzo de 2023, la intendencia de Energía, a través de la resolución RE-0021-IE-2023, fijó la tarifa de oficio promocional para el suministro de energía eléctrica asociado y dedicado a los centros de recarga en plantel para autobuses eléctricos (T-BE). Publicado el 9 de marzo de 2023 en la Gaceta 44, Alcance 38.
- V.** Que el 24 de mayo de 2023, la intendencia de Energía, mediante la resolución RE-0046-IE-2023, fijó la tarifa de oficio modalidad prepago (T-RP) para las 8 empresas distribuidoras de electricidad y cooperativas de electrificación rural. Publicado el 25 de mayo de 2023 en la Gaceta 92, Alcance 95.
- VI.** Que el 12 de junio de 2023, mediante el oficio OF-0571-IE-2023, la Intendencia de Energía solicitó la apertura de expediente tarifario respectivo (folio 1).
- VII.** Que el 12 de junio de 2023, por medio del informe IN-0104-IE-2023, la Intendencia de Energía, emitió el informe de la aplicación del III trimestre de 2023 de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de generación (CVG)” (folios 2-90).
- VIII.** Que el 16 de junio de 2023, en La Gaceta N°108, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 26 de junio de 2023 (folios 98-99).
- IX.** Que el 20 de junio de 2023, en los diarios nacionales: La Teja y La República, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 26 de junio de 2023 (folios 100-101).
- X.** Que el 26 de junio de 2023, por medio de la resolución RE-0056-IE-2023, la Intendencia de Energía, estableció la aplicación para el periodo de julio a diciembre de 2023 de la “Metodología tarifaria extraordinaria para los servicios de distribución de energía eléctrica y alumbrado público por ajustes en las tarifas de generación y/o transmisión del ICE”, la cual está pendiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.
- XI.** Que el 26 de junio de 2023, mediante el informe IN-0377-DGAU-2023, la Dirección General de Atención del Usuario (DGAU) remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, el cual indica que, vencido el plazo establecido en la convocatoria a consulta pública, se recibió una posición por parte del Instituto Costarricense de Electricidad (corre agregado al expediente).

- XII.** Que el 27 de junio de 2023, mediante el informe IN-0378-DGAU-2023, la Dirección General de Atención del Usuario (DGAU) adicionó al informe de oposiciones y coadyuvancias IN-0377-DGAU-2023 la posición presentada por la Cámara de Industrias de Costa Rica (corre agregado al expediente).
- XIII.** Que el 28 de junio de 2023, mediante el informe técnico IN-0118-IE-2023, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó establecer los cargos trimestrales por empresa para el III trimestre 2023 aplicables a la estructura de costos sin costo variable de generación de cada una de ellas, así como fijar los precios de las tarifas para el servicio de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad; las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad; y los precios de las tarifas para los sistemas de alumbrado público de las empresas distribuidoras de electricidad.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del informe técnico IN-0118-IE-2023, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Aplicación de la metodología

La aplicación de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad producto de variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica para consumo nacional y las importaciones netas de energía eléctrica del mercado eléctrico regional (CVG)” permite que se realicen ajustes trimestrales en las tarifas del sistema de generación del ICE por concepto de la generación térmica y balance neto de comercialización de energía en el MER, los cuales provocan variaciones directas, positivas o negativas, en los gastos por compras de energía que realizan las empresas distribuidoras del país, tanto para el sistema de distribución eléctrica como para el servicio de alumbrado público.

Dado lo anterior, la metodología es un mecanismo de ajuste extraordinario, que se calcula de forma simultánea con los ajustes del sistema de generación para evitar desequilibrios financieros en los sistemas de distribución y alumbrado público, garantizando los flujos de efectivo necesarios para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico de manera integral.

Esta metodología, por tanto, tiene por objetivos complementarios, evitar el desequilibrio financiero del ICE por consumo de combustibles para generación térmica y comercialización de energía neta en el Mercado Eléctrico Regional (MER). Asimismo, enviar señales de precio correctas y oportunas a los usuarios, consistentes con la marcada estacionalidad que caracteriza el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

A continuación, se procede a realizar el análisis de las variables que se requieren para obtener el cálculo del Costo Variable de Generación (CVG) para el III trimestre 2023.

2. Efecto del CVG sobre el sistema de generación

Para obtener los factores CVG de cada trimestre del sistema de generación del ICE, es necesario un análisis inicial de tres componentes: a) el gasto por combustible producto de la generación con fuentes térmicas; b) el monto de la comercialización de energía neta en el MER y c) el reconocimiento por liquidación de periodos anteriores.

A continuación, se procede a presentar los resultados del mercado para cada uno de los sistemas y de las empresas.

2.1 Gasto por combustible

Para estimar el gasto por combustible durante el III trimestre de 2023, es necesario estimar la generación con fuente térmica, la cual, se proyecta como la diferencia entre la demanda de energía a nivel nacional incluyendo pérdidas y la generación con las otras fuentes de energía disponibles (renovables), incluyendo las importaciones.

Las proyecciones de generación de cada una de las plantas se calculan de acuerdo con los datos históricos desde el año 2000 en las que se disponga, empleando el paquete estadístico especializado en series de datos Forecast Pro. que se especializa en el análisis de series de tiempo. En las distintas estimaciones por empresa, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial.

La demanda de energía se obtiene a partir de la actualización realizada por esta Intendencia del estudio de mercado de cada una de las empresas distribuidoras. Esta actualización se basó en un mercado tendencial, en el cual se efectuó las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados, consumo e ingresos por categorías tarifarias, hasta abril del 2023 (último mes disponible con información real), para este efecto se utilizó también el paquete Forecast Pro (el detalle por mes y categoría tarifaria y empresa distribuidora se presenta en el documento Excel de cálculo, anexo a este informe).

Según lo anterior, después de aplicar el modelo de estimaciones establecido por la Intendencia para tales fines, se obtuvo como resultado un valor de 0 GWh para el tercer trimestre. Dicho dato, coincide con la estimación realizada por el ICE para el mismo periodo.

La obtención del porcentaje de pérdida propio de su sistema de generación se obtuvo como resultado de la diferencia entre la generación total del SEN y la demanda de energía de este, dando como resultado un 11,4%¹. Con esta información, se determinan las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos.

Las compras de energía que realizan las empresas distribuidoras al ICE son el resultado de la diferencia de su generación propia y la compra a terceros que, en el caso de las cooperativas, compran energía a Coneléctricas R.L, entre otros, con el fin de suplir su demanda.

Para las estimaciones de las industrias de alta tensión, se estimó el mismo consumo para el III trimestre de conformidad al trimestre anterior.

2.2 Comercialización de energía neta en el Mercado Eléctrico Regional (MER):

Para esta oportunidad, la Intendencia de Energía, realizó estimaciones de la comercialización esperada durante el periodo de estudio. Para esta oportunidad es importante indicar que tanto el ICE como la Aresep no proyectan importaciones de energía. Por el contrario, se estima exportaciones hacia el MER.

Para realizar las estimaciones por exportación de energía, se consideró la coyuntura actual que está atravesando el país debido a la influencia del fenómeno El Niño, esto quiere decir que, no sería pertinente utilizar los datos históricos reales del año anterior, debido a que este estuvo fuertemente influenciado tanto por el fenómeno de La Niña como por diferentes ondas tropicales que provocaron exceso de lluvia en el país.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Intendencia optó por analizar los datos históricos reales con el fin de identificar un comportamiento similar al observado en el presente año. Al respecto, se determinó que, durante el período 2019, Costa Rica sufrió una de las épocas más secas y, por ende, con menos recursos hídricos para la generación eléctrica.

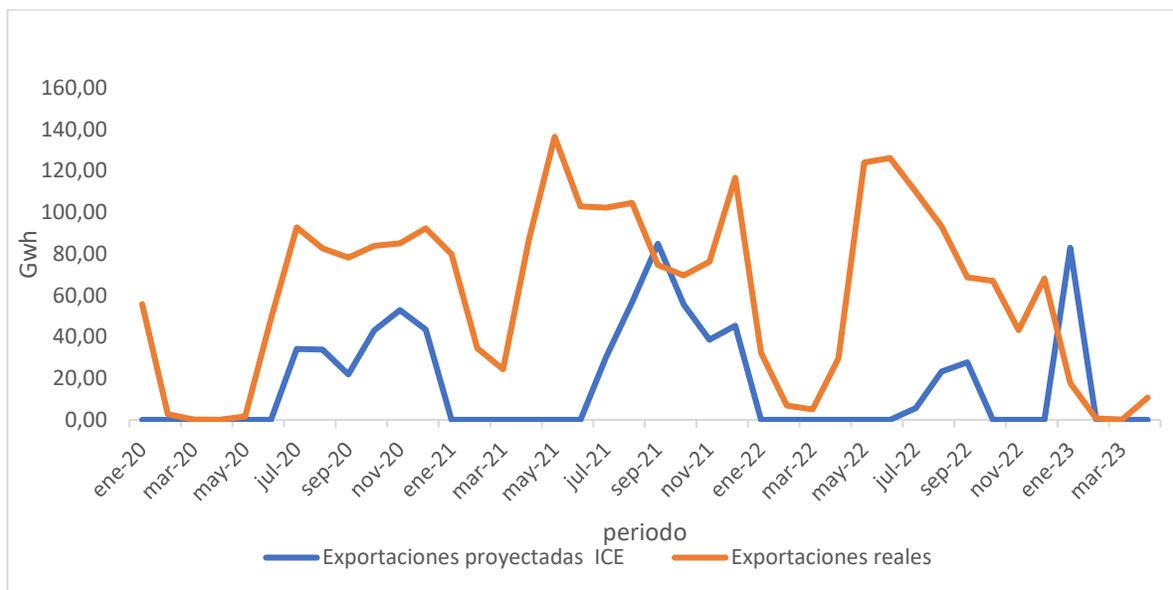
Bajo el contexto anterior, se utilizó los datos reales observados para el mismo periodo de estudio de 2019 y 2020, calculando un promedio entre ambos. Se obtuvo como resultado una proyección de exportación de energía de 188,77 MWh, esta estimación es inferior a lo ocurrido en los últimos tres años.

¹ Correspondientes a 2019

No se omite mencionar que, la estimación del ICE reportada en los requerimientos de información, los cuales están contenidos en este expediente tarifario, son inferiores a la proyección propuesta por la Aresep, a saber, el ICE manifiesta exportaciones en el orden de 78,91 MWh.

Aunado al párrafo anterior, esta Intendencia ha determinado que históricamente, en la mayoría de los casos, las exportaciones reales de energía son superiores a las proyecciones realizadas por el mismo ICE, tal y como se puede observar en el siguiente gráfico:

Comparación de las exportaciones reales de energía y las proyecciones realizadas por el ICE en el MER, en GWh, durante el periodo 2020-2023¹



Fuente: Intendencia de Energía con información suministrada por el ICE, 2023.

1/: Datos a abril 2023.

Es importante indicar que cualquier diferencia podrá ser compensada mediante el mecanismo de liquidación previsto en la metodología, sea para realizar la devolución correspondiente a los usuarios o bien para reconocer al ICE un ajuste a su favor.

El cuadro siguiente muestra las estimaciones de las importaciones y exportaciones de energía al MER para el III trimestre del 2023.

Cuadro N° 1
Sistema de generación, ICE: importaciones y exportaciones estimadas al
MER mensual, en GWh, III trimestre 2023.

| Mes | Exportación GWh | Importación GWh |
|--------------|--------------------|--------------------|
| Julio | 65,76 | 0,0 |
| Agosto | 65,50 | 0,0 |
| Setiembre | 57,51 | 0,0 |
| TOTAL | 188,77 | 0,0 |

Fuente: Intendencia de Energía, con información aportada por ICE

La Intendencia de Energía utilizará el precio de referencia reportado por el ICE para obtener los ingresos por exportaciones de 73,38 USD/MWh. Asimismo, un tipo de cambio de ₡542,1 por dólar para el caso de la compra. Es importante indicar que el precio de referencia utilizado consta en el archivo de cálculo titulado "Balance_Energetico_CVG_JulDic2023.xlsx". (corre agregado al expediente).

A continuación, se detalla el saldo de la comercialización de energía neta en el MER en millones de colones estimadas para el III trimestre de 2023:

Cuadro N° 2
Sistema de generación, ICE: gasto por importaciones e ingreso por
exportaciones estimados al MER por mes, en millones de colones, III
trimestre 2023.

| Mes | Exportación (X_t) | Importaciones (M_t) | Comercialización de Energía neta en el MER ($M_t - X_t$) |
|--------------|--------------------------|----------------------------|--|
| Julio | 2 616,06 | 0,0 | - 2 616,06 |
| Agosto | 2 605,52 | 0,0 | - 2 605,52 |
| Setiembre | 2 287,63 | 0,0 | - 2 287,63 |
| TOTAL | 7 509,21 | 0,0 | - 7 509,21 |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

2.3 Liquidación del periodo anterior

Para el presente estudio, los montos pendientes por reconocer debido a la diferencia entre las estimaciones y los valores reales para el periodo comprendido de febrero a abril de 2023 se detallan a continuación:

Cuadro N° 3
Sistema de generación, ICE: liquidación de febrero a abril 2023,
en millones de colones

| <i>Partida</i> | <i>Real</i> |
|--|------------------|
| <i>Gasto Generación térmica</i> | 6 596,62 |
| <i>Importaciones netas</i> | 14 559,98 |
| <i>Ingresos por CVG</i> | -1 540,63 |
| <i>Liquidación periodos anteriores</i> | 4 475,14 |
| TOTAL | 24 091,10 |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

De acuerdo con el cuadro anterior, para el periodo de liquidación, se obtuvo importaciones netas (diferencia entre importaciones y exportaciones) de ¢14 559,98 millones, dicho monto expresa que hubo mayor importación en comparación a la exportación de energía, por lo tanto, deberá ser reintegrado al ICE, con el fin de mantener su equilibrio financiero. Lo anterior, da como resultado un saldo neto por devolver a favor del ICE por concepto de liquidación de ¢24 091,10 millones para el III trimestre de 2023.

2.4 Factores por CVG

De esta forma, el siguiente cuadro muestra la integración de componentes que agrupa el Costo Variable por Generación (CVG):

Cuadro N° 4
Sistema de generación, ICE: CVG por componentes,
mensual, en millones de colones, III trimestre 2023.

| <i>Mes</i> | <i>Gasto por combustibles</i> | <i>Comercialización de Energía neta en el MER</i> | <i>Liquidación periodo anterior</i> |
|------------------|-------------------------------|---|-------------------------------------|
| <i>Julio</i> | 0,0 | - 2 616,06 | 8 030,37 |
| <i>Agosto</i> | 0,0 | - 2 605,52 | 8 030,37 |
| <i>Setiembre</i> | 0,0 | - 2 287,63 | 8 030,37 |
| TOTAL | 0,0 | - 7 509,21 | 24 091,10 |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

El cuadro anterior indica el CVG para ajustar las estructuras de costo sin combustibles del sistema de generación del ICE. Los montos por mes varían de forma considerable acorde con la estacionalidad climática del país y por lo tanto con la producción de energía con fuentes térmicas o de importación al mercado eléctrico regional.

Para esta ocasión, contemplando el efecto del rezago -a favor del ICE-, la estimación del gasto en térmico y las importaciones netas, da como resultado un monto a favor del ICE de ¢ 16 581,89 millones, que debe transformarse en un factor de ajuste porcentual que recaerá en los ingresos estimados con los precios sin CVG. De acuerdo con las proyecciones de mercado, específicamente a las ventas de energía del sistema de generación del ICE y a sus respectivos ingresos, dando como resultado el siguiente factor por CVG:

Cuadro N° 5
Sistema de generación, ICE: factor por CVG propuesto,
En millones de colones, III trimestre 2023.

| | Gasto por combustibles | Comercialización de Energía neta en el MER | Liquidación (rezago) | Ingresos (sin CVG) | Factor |
|--------------|------------------------|--|----------------------|--------------------|---------------|
| TOTAL | 0,00 | - 7 509,21 | 24 091,10 | 114 900,17 | 14,43% |

*Incluye las ventas por T-SD, T-CB y T-UD
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

El cargo por CVG se obtiene de dividir el monto total a reconocer en cada mes entre el total de ingresos estimados (sin CVG) de este mismo mes (incluyendo T-UD); dicho factor indica cuanto deberán aumentar o disminuir las tarifas respecto a la estructura sin CVG vigente en dicho periodo, con el fin de cubrir los costos asociados al combustible utilizado en la generación térmica, al balance de la comercialización de energía en el MER y eventualmente a liquidaciones de periodos atrás.

Para valorar la participación de los componentes del cada factor CVG estimado, el siguiente cuadro presenta el desglose respectivo:

Cuadro N° 6
Sistema de generación, ICE: factor por CVG y componentes,
por mes, III trimestre 2023.

| | Gasto por combustibles | Comercialización de Energía neta en el MER | Liquidación periodo anterior | Factor Total |
|--------------|------------------------|--|------------------------------|---------------|
| TOTAL | 0,00% | -6,54% | 20,97% | 14,43% |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

3. Efecto del CVG sobre el Alumbrado Público.

Otra de las diferencias más importantes entre la metodología de reconocimiento extraordinario anterior (Costo Variable por Combustible, CVC) y la actual (CVG), es que se incorpora el sistema de alumbrado público.

A partir del 2021, la tarifa de alumbrado público al usuario final también será ajustada por el efecto CVG. Para obtener los factores CVG de cada trimestral del sistema de alumbrado público de cada empresa distribuidora, es necesario un análisis inicial de dos componentes: a) la repercusión en las compras al ICE generación por el ajuste propio por concepto del CVG; y b) el reconocimiento por liquidación de periodos anteriores.

En seguida se presenta análisis detallado de cada uno de estos componentes:

3.1 Efecto compras al ICE generación

El sistema de alumbrado público es considerado un cliente más del sistema de distribución de cada empresa distribuidora, ya que requiere energía para que las luminarias brinden el servicio eléctrico. Sin embargo, el precio de compra no depende de los costos propios del sistema de distribución, sino que están en función de las tarifas del sistema de generación y transmisión del ICE.

Debido a lo anterior, la incorporación de los factores CVG en el sistema de generación del ICE tienen un efecto directo en el gasto por adquisición de energía eléctrica del sistema de alumbrado público.

El siguiente cuadro muestra el precio de referencia para la compra de energía del sistema de alumbrado público al sistema de generación del ICE, en cada trimestre, para la tarifa T-CB que corresponden a la compra del ICE y de la CNFL; y la tarifa T-SD para las compras del resto de las empresas distribuidoras.

Cuadro N° 7
Precio medio de compra del sistema de alumbrado público al sistema de generación del ICE, sin y con CVG, en colones, III trimestre 2023.

| Tarifa | Precio medio Compra por cada kWh | III Trimestre |
|---------------|---|--------------------------|
| T-CB | <i>Sin CVG</i> | 52,42 |
| | <i>Con CVG</i> | 58,50 |
| | <i>Diferencia</i> | 6,08 |
| T-SD | <i>Sin CVG</i> | 52,15 |
| | <i>Con CVG</i> | 58,19 |
| | <i>Diferencia</i> | 6,04 |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Es importante aclarar que los precios de referencia anteriores no tienen el porcentaje de pérdida de distribución, ya que la pérdida relativa puede ser distinta en cada empresa distribuidora y esto volvería compleja la presentación de los resultados. El ajuste por pérdidas se realizó en la compra de energía en unidades físicas.

Con la diferencia entre los precios de referencia con y sin CVG, se puede estimar el efecto en el gasto por compras de energía de cada sistema de alumbrado público, a través de la multiplicación con la proyección de compra en unidades físicas.

Para cada empresa que brinda el servicio de alumbrado público se estimó la energía requerida por las luminarias y que será compra al ICE generación. Esta estimación se realizó a partir de la serie histórica de consumo de las luminarias desde enero 2010 hasta abril de 2023.

El cuadro siguiente muestra la estimación de compras de energía del sistema de alumbrado público y el monto por efecto de ajuste CVG en las tarifas del ICE generación:

Cuadro N° 8
Sistema de alumbrado público: compras al ICE generación en GWh y efecto del CVG en millones de colones, por empresa y III trimestre 2023.

| <i>Sistema de AP</i> | <i>Compras al ICE generación en GWh</i> | <i>Efecto del CVG en alumbrado público (millones de ¢)</i> |
|----------------------|---|--|
| ICE | 35,9 | 218,1 |
| CNFL | 18,8 | 114,2 |
| JASEC | 3,6 | 22,0 |
| ESPH | 1,9 | 11,4 |
| C.LESCA | 2,5 | 14,8 |
| C.GUANACASTE | 2,3 | 13,9 |
| C.SANTOS | 1,0 | 6,1 |
| C.ALFARORUIZ | 0,1 | 0,7 |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

3.2 Liquidación del periodo anterior

Para el presente estudio se utilizó los datos reportados por las empresas distribuidoras mediante la resolución RIE-089-2016, esto con el fin de liquidar los meses de febrero a abril de 2023.

Los datos obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Cuadro N° 9
Sistema de alumbrado público: liquidación del CVG en millones de colones, por empresa. De febrero a abril del 2023.

| <i>Empresa</i> | <i>Ingresos por CVG</i> | <i>Compras por CVG</i> | <i>Rezago</i> | <i>Saldo por liquidar</i> |
|----------------|-------------------------|------------------------|---------------|---------------------------|
| ICE | 96,8 | -4,7 | 134,9 | 33,4 |
| CNFL | -30,8 | 8,1 | -95,2 | -56,4 |
| JASEC | -0,7 | 1,8 | -5,1 | -2,6 |
| ESPH | -6,3 | 0,9 | -4,0 | 3,2 |
| C.LESCA | -5,9 | 1,2 | -2,5 | 4,6 |
| C.GUANACASTE | -5,7 | 0,6 | -2,6 | 3,7 |
| C.SANTOS | -3,3 | 0,5 | -2,8 | 0,8 |
| C.ALFARORUIZ | -0,4 | -0,8 | -0,4 | -0,8 |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

3.3 Factores por CVG

Una vez obtenidos los montos para ajustar las estructuras de costos sin CVG de cada sistema de alumbrado público, es necesario estimar las ventas netas y a partir de este el ingreso vigente sin CVG.

Las ventas netas se actualizan con la estructura de consumo del 2019 y con la proyección de los principales componentes del mercado (abonados y consumo) de cada empresa distribuidora (el detalle mensual y por componente se encuentra en el archivo Excel del anexo del presente informe).

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin CVG, se utilizaron los precios en los pliegos tarifarios aprobados en la resolución RE-0056-IE-2023 del día 26 de junio del 2023, la cual está pendiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

El siguiente cuadro muestra las ventas netas y los ingresos sin CVG del sistema de alumbrado de cada empresa distribuidora:

Cuadro N° 10
Sistema de alumbrado público: ventas e ingresos CVG
en millones de colones, por empresa y III trimestre 2023.

| Sistema de AP | Ventas en GWh | Ingresos en colones |
|----------------------|--------------------------|--------------------------------|
| ICE | 751,5 | 2 637,9 |
| CNFL | 686,3 | 2 408,9 |
| JASEC | 124,2 | 385,0 |
| ESPH | 118,6 | 400,7 |
| C.LESCA | 107,7 | 431,8 |
| C.GUANACASTE | 116,3 | 361,8 |
| C.SANTOS | 26,5 | 98,4 |
| C.ALFARORUIZ | 7,1 | 22,6 |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Con el monto que deben reconocerse y el ingreso vigente sin CVG, se pueden calcular los factores CVG para el sistema de alumbrado público.

El cuadro a continuación muestra los factores CVG que deberán ajustar la estructura de costos sin CVG del sistema de alumbrado público:

Cuadro N° 11
Sistema de alumbrado público: factor por CVG,
según empresa, III trimestre 2023.

| Empresa | III Trimestre |
|-----------------|----------------------|
| ICE | 9,54% |
| CNFL | 2,40% |
| JASEC | 5,04% |
| ESPH | 3,64% |
| COOPELESCA | 4,50% |
| COOPEGUANACASTE | 4,85% |
| COOPESANTOS | 7,06% |
| COOPEALFARORUIZ | -0,72% |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

4. Efecto del CVG sobre el sistema de distribución

De forma homologa al sistema de alumbrado público, el ajuste en el pliego tarifario del sistema de generación del ICE repercute en el gasto del sistema de distribución y por lo tanto es necesario el ajuste a las tarifas que pagan los abonados de distribución, por efecto del CVG.

Para obtener los factores CVG de cada trimestral del sistema de distribución de cada empresa distribuidora, es necesario un análisis inicial de dos componentes: a) la repercusión en las compras al ICE generación por el ajuste propio por concepto del CVG; y b) el reconocimiento por liquidación de periodos anteriores.

En seguida se presenta análisis detallado de cada uno de estos componentes:

4.1 Efecto compras al ICE generación

El monto por reconocer a las empresas distribuidoras por el ajuste en las tarifas de compra al sistema de generación del ICE se obtiene como la diferencia entre el gasto por la compra con la tarifa con CVG menos el gasto por la misma compra, pero sobre la estructura de costos sin CVG del sistema de generación del ICE.

El monto obtenido con la resta anterior representa el efecto CVG que deben pagar todos los abonados del sistema de distribución, por lo tanto, es necesario restar también el monto asignado al sistema de alumbrado público por el mismo rubro (ver Cuadro N°8).

De acuerdo con lo anterior, los sistemas de distribución de todas las empresas del país deben pagar de manera adicional por las compras de energía al sistema de generación del ICE, los siguientes montos:

Cuadro N° 12
Sistema de distribución: monto a reconocer por ajuste en las tarifas de compra al sistema de generación del ICE, en millones de colones, según empresa y sistema, III trimestre 2023.

| Empresa | Efecto CVG total | Efecto CVG alumbrado público | Efecto CVG distribución |
|-----------------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| ICE | 8 174,33 | 218,11 | 7 956,22 |
| CNFL | 5 705,05 | 114,17 | 5 590,89 |
| JASEC | 979,32 | 22,03 | 957,29 |
| ESPH | 633,14 | 11,37 | 621,77 |
| COOPELESCA | 21,47 | 14,83 | 6,64 |
| COOPEGUANACASTE | 337,89 | 13,90 | 323,99 |
| COOPESANTOS | 96,45 | 6,14 | 90,31 |
| COOPEALFARORUIZ | 33,72 | 0,66 | 33,07 |
| Total | 15 981,37 | 401,19 | 15 580,17 |

Nota: El efecto CVG total de esta tabla no incorpora el ajuste correspondiente a la tarifa T-UD.
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

4.2 Liquidación del periodo anterior

Para el presente estudio se utilizó los datos reportados por las empresas distribuidoras mediante la resolución RIE-089-2016, esto con el fin de liquidar el periodo comprendido de febrero a abril de 2023. La liquidación consiste en la diferencia entre el ingreso obtenido por el factor de CVG menos el gasto incurrido por el mismo factor y a este valor, se le debe restar la liquidación del sistema de alumbrado público calculado anteriormente. Los datos obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Cuadro N° 13
Sistema de distribución: liquidación del CVG en millones de colones,
por empresa, febrero a abril 2023.

| Empresa | Ingresos por CVG | Compras por CVG | Saldo liquidar alumbrado público | Rezago | Saldo por liquidar distribución |
|----------------|-------------------------|------------------------|---|---------------|--|
| ICE | -1 263,9 | 619,4 | -4,7 | -641,6 | 1 246,4 |
| CNFL | -884,1 | 443,2 | 8,1 | -496,4 | 822,9 |
| JASEC | 136,9 | 77,8 | 1,8 | 120,4 | 59,4 |
| ESPH | -404,9 | 76,6 | 0,9 | -261,5 | 219,1 |
| C.LESCA | 120,5 | -43,6 | 1,2 | 188,2 | 22,9 |
| C.GUANACASTE | -267,4 | 61,9 | 0,6 | -192,2 | 136,5 |
| C.SANTOS | 18,0 | 12,9 | 0,5 | 14,6 | 9,0 |
| C.ALFARORUIZ | -3,3 | 3,7 | -0,8 | 3,6 | 11,2 |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

4.3 Factores por CVG

Una vez calculado el monto por liquidación de periodos anteriores y el reconocimiento por el ajuste en las tarifas de compra al sistema de generación del ICE, se debe estimar el mercado de cada empresa distribuidora, específicamente la venta a usuarios finales y los ingresos con la estructura de costos sin CVG.

Para la estimación de las cifras de ventas a los abonados directos la Intendencia actualizó las series históricas a abril de 2023 y se emplea la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de los datos históricos mensuales de abonados por sectores y que representen en mejor ajuste en relación con el comportamiento actual.

Para ello, se empleó el paquete estadístico denominado *Forecast Pro*, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin CVG, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2019 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó la estructura de costos sin CVG.

Las tarifas que se encuentran vigentes a partir de julio del año 2023 son las aprobados en la resolución RE-0056-IE-2023 del día 26 de junio del 2023, la cual está pendiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

De acuerdo con esto, se pueden estimar los ingresos de las empresas distribuidoras de energía sin el CVG y sin alumbrado público, y los factores por CVG correspondientes al III trimestre 2023, tal y como se detalla:

Cuadro N° 14
Sistema de distribución: ingresos por venta de energía a usuario final sin CVG y factores de CVG según empresa, III trimestre 2023.

| Empresa | Ingreso sin CVG | Factor |
|-----------------|------------------------|---------------|
| ICE | 90 099,92 | 10,21% |
| CNFL | 75 383,39 | 8,51% |
| JASEC | 13 234,86 | 7,68% |
| ESPH | 12 013,55 | 7,00% |
| COOPELESCA | 11 879,40 | 0,25% |
| COOPEGUANACASTE | 11 531,28 | 3,99% |
| COOPESANTOS | 2 857,58 | 3,48% |
| COOPEALFARORUIZ | 632,96 | 6,99% |

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Los porcentajes anteriores son los que se utilizan para calcular las tarifas finales de cada empresa.

[...]

IV. CONCLUSIONES

1. El país experimenta una época seca atípica debido al fenómeno del niño, lo cual ha limitado la producción con fuente hidrológica y esto en consecuencia provocó que durante los primeros meses del año las exportaciones del MER bajaran según lo esperado y tanto las importaciones como el uso de combustibles para producir con fuentes térmicas fueron necesarias para satisfacer la demanda. Parte de estos meses con estas condiciones atípicas fueron liquidados en este estudio, que justifican los factores CVG resultantes.
2. Se realizó la liquidación correspondiente a los meses de febrero a abril de 2023, dando un monto a trasladar a favor del ICE de ¢24 091 millones. Este saldo se explica, en lo fundamental, por el hecho de que el ICE tuvo una mayor cantidad

de importaciones en comparación a las exportaciones de energía durante el periodo a liquidar.

3. Para el tercer trimestre de 2023 se proyecta exportaciones netas por un monto de ¢7 509,2 millones, así como, se estima cero en gasto de combustible para generación térmica, consistentes con la dinámica del SEN durante la estación lluviosa.
4. Corresponde aplicar un ajuste de 14,43% en el factor por CVG para el III trimestre del año 2023 aplicable al sistema de generación del ICE.
5. A partir del factor de CVG del sistema de generación del ICE se calculó su efecto en el gasto por compra de energía de cada una de las empresas distribuidoras, tanto para el sistema de distribución como para el sistema de alumbrado público.
6. A este efecto se le adiciona el monto por concepto de liquidación que, al igual que para el sistema de generación es calculado en distribución y alumbrado público, para el periodo de febrero a abril de 2023.
7. Durante el proceso de consulta pública, los pliegos tarifarios tanto del sistema de distribución como de alumbrado público sufrieron una modificación debido a la resolución RE-0056-IE-2023 del día 26 de junio del 2023, la cual está pendiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta.
8. Uniendo los efectos de liquidación y transferencia por compra de energía y potencia al ICE-Generación se estiman los cargos para el III trimestre del año 2023. Para el servicio de distribución del ICE y de las otras empresas distribuidoras el efecto CVG estará entre 10,21% para el caso del ICE y 0,25% para Coopelesca.
9. Mientras que en el caso de alumbrado público los factores por CVG del III trimestre estarán entre 9,54% para el ICE y -0,72% para Coopealfaro.
10. Tanto para el sistema de distribución como el sistema de alumbrado público, de todas las empresas distribuidoras, los factores por CVG propuestos para el III trimestre 2023 son superiores a los esperados en la aplicación anual.
11. Considerar que, de manera simultánea a la realización de este estudio tarifario, la Intendencia de Energía está tramitando el ajuste por la aplicación de la "Metodología tarifaria extraordinaria para los servicios de distribución y alumbrado público por ajuste en las tarifas de generación y/o transmisión del ICE", por lo cual, la estructura de precios sin CVG considerada en el presente estudio podría sufrir modificaciones a raíz de lo anterior y, por lo tanto, los precios finales propuestos podrían variar.

[...]

- II. Que, en cuanto a la consulta pública, del informe IN-0118-IE-2023, citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

La Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, mediante el oficio IN-0377-DGAU-2023 y su adición IN-0378-DGAU-2023 (corre agregado al expediente), donde se indica que, vencido el plazo establecido en la convocatoria a consulta pública, se recibieron dos posiciones, las cuales fueron admitidas.

1. *Posición presentada por el ICE, representado por el señor Randall Hume Salas.*

El argumento expuesto por el ICE se puede resumir de la siguiente manera:

- *Priorizar la definición de la metodología del CVG, con fijación anual para que contribuya a generar un bienestar y una solución tarifaria al usuario del servicio eléctrico, a partir de la modificación en la periodicidad para su aplicación.*
- *Valorar incluir en la propuesta de metodología de CVG los siguientes aspectos:*
 - a. *Que la liquidación de los meses pendientes del 2023 (mayo en adelante), se incorporen en la fijación anual del 2024, así se recuperará en un periodo mayor.*
 - b. *Que la metodología considere un mecanismo diferido para la liquidación del CVG, es decir que exista la posibilidad de reconocer los gastos en plazos diferentes a los que hoy día se aplican (plazos que podrían ser menores o mayores a un año), previo a una revisión de la capacidad financiera del ICE y el efecto en las tarifas del servicio, el plazo será propuesto por el ICE en cada liquidación para que sea valorado por la ARESEP.*

En respuesta a posición presentada ICE, realizada la valoración de sus argumentos, se entiende que el ICE no manifiesta ninguna oposición a la aplicación tarifaria como tal, sino que hace referencia a una serie de aspectos relacionados más bien con la modificación de la metodología vigente.

Al respecto, se indica al ICE que, la Intendencia de Energía ha estado anuente en colaborar con la actualización de cualquier instrumento regulatorio, sean estos de carácter ordinario o extraordinario. Ahora bien, esta Intendencia cree que dichos ajustes

o desarrollos metodológicos deben seguir un proceso técnicamente sólido para evitar efectos contrarios al deseado.

En este contexto, tal y como lo menciona el ICE, el 17 de abril de 2023 mediante el oficio OF-0361-IE-2023, esta Intendencia remitió al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) una serie de propuestas o alternativas de ajuste a la metodología tarifaria vigente. Posteriormente, el 26 de mayo del este mismo año, a través del oficio OF-0507-IE-2023, se envió al CDR una serie de observaciones puntuales a la propuesta de modificación elaborada por el CDR con insumos del propio ICE.

Relacionado con lo anterior, es importante indicar que en el oficio OF-0361-IE-2023 se exponen varias alternativas de modificación, y no versa en una única opción como lo indica el ICE en su posición. Asimismo, se reitera que las observaciones realizadas por la Intendencia de Energía en ambos oficios (OF-0361-IE-2023 y OF-0507-IE-2023) son técnicas, operativas e implican consideraciones importantes con relación a las señales tarifarias en el mercado eléctrico nacional. En todo caso, se indica al ICE que esta Intendencia está a la espera de que el CDR complete el proceso de reforma ya iniciado, de conformidad con el procedimiento establecido para tales efectos.

Por otro lado, se le recuerda al ICE que la actual metodología vigente del CVG se viene aplicando desde el 2019 con ajustes mayoritariamente hacia la baja, es decir, el factor del CVG resultante en la mayoría de los casos producto de la aplicación de esta metodología contribuyó en la reducción de los precios finales del servicio eléctrico.

Finalmente, se aclara al ICE que la Intendencia de Energía, en cumplimiento de sus funciones, es responsable de aplicar los distintos instrumentos regulatorios vigentes, elaborados por el CDR y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual, cualquier propuesta de ajuste y/o modificación en las metodologías debe ser canalizado a esa instancia en específico y no realizarlo por medio de una posición (oposición) durante la tramitación de una aplicación tarifaria.

No obstante, se entiende que el ICE no manifiesta ninguna oposición a la aplicación como tal y se reitera que el CDR está adelantando una propuesta de reforma que recoge para valoración los argumentos presentados por el ICE.

- 2. Posición presentada por la Cámara de Industrias, representado por el señor Sergio Capón Brenes.*

El argumento expuesto por el Cámara se puede resumir de la siguiente manera:

- Buscar alternativas para reducir la volatilidad en las tarifas eléctricas.*
- No aplicar el incremento tarifario que regiría para el tercer trimestre del 2023, considerando que el ICE ha manifestado tener una solvencia financiera y que,*

ante la apreciación del colón, las tarifas eléctricas están sufriendo una pérdida de competitividad.

- *Evaluar la oportunidad de aprovechar las plantas de generación privada que están disponibles cuando importar o producir de manera térmica, resulte más oneroso para el consumidor.*

Al respecto, se indica que una de las labores que realiza la Intendencia de Energía es el seguimiento de los mercados regulados bajo su responsabilidad (electricidad e hidrocarburos), con el objetivo de evaluar las aplicaciones de los instrumentos regulatorios y disponer de insumos para apoyar el proceso de revisión y actualización de los instrumentos regulatorios aplicables en el sector energía. A través de esta labor, ha colaborado en la búsqueda de mejoras regulatorias tomando como referencia las buenas prácticas de los mercados internacionales más competitivos. Muestra de ello, resalta las propuestas de modernización en la estructura tarifaria que ha promovido esta Intendencia en distintos foros con respaldo de consultores expertos en estos temas.

No obstante, lo anterior, y fiel a la responsabilidad técnica que caracteriza a esta Intendencia, se considera que cualquier ajuste y/o desarrollo metodológico deberá cumplir con las normativas técnicas y legales vigentes, y reflejar de manera precisa las señales tarifarias no sólo para un sector en específico sino también para todos los sectores de consumo: residencial, industrial, comercial y servicios.

En este contexto, es importante hacer mención que la Intendencia de Energía ha elaborado una propuesta para modificar y ajustar la metodología del CVG actual, esto de acuerdo con la dinámica observada en los últimos años en el mercado eléctrico nacional. Dicha propuesta fue enviada el 17 de abril de 2023 mediante el oficio OF-0361-IE-2023, al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) para su valoración, producto a que esta dependencia es la encargada de elaborar, desarrollar y actualizar las metodologías tarifarias de los servicios regulados por ARESEP.

Unido al punto anterior, se aclara a la Cámara que esta propuesta de modificación de la metodología vigente responde a un análisis técnico exhaustivo producto de la aplicación de este instrumento regulatorio desde el 2019, es decir, dicha propuesta se fundamenta en un análisis longitudinal y no coyuntural (fenómeno de El Niño). No obstante, se realiza en el marco de un contexto regulatorio en donde las variables que corresponde actualizar ciertamente reflejan el impacto de este fenómeno climatológico.

Por otro lado, también es conocido por la Cámara que la actual metodología menciona de manera clara y transparente los plazos de aplicación para cada actualización tarifaria (trimestral). Asimismo, es una de las responsabilidades de la Intendencia de Energía aplicar dichos ajustes en tiempo y forma según lo dictado por la normativa vigente.

En función de lo expuesto, se reitera la naturaleza del estudio del CVG, el cual es del tipo extraordinario, esto quiere decir, que se analizan las variables extraordinarias, las cuales no están en control directo de las empresas (endógenas al modelo), siendo estas el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica para consumo nacional y las importaciones netas de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Regional, por lo que, no abarca los costos y gastos ordinarios relacionados. No obstante, se valorará los potenciales efectos por variaciones cambiarias en la estructura de costos y gastos del ICE.

Finalmente, se le indica que esta Intendencia seguirá realizando el seguimiento de la evolución de las variables que sustentan la aplicación de metodología de CVG y se mantiene a la espera de que el CDR complete el proceso de reforma de esta metodología, el contempla la valoración técnica de algunos de los argumentos referidos por la Cámara de Industrias de Costa Rica.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, establecer los cargos trimestrales por empresa para el III trimestre 2023 aplicables a la estructura de costos sin costo variable de generación de cada una de ellas, así como fijar los precios de las tarifas para el servicio de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad; las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad; y los precios de las tarifas para los sistemas de alumbrado público de las empresas distribuidoras de electricidad; y como se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Establecer los siguientes cargos trimestrales por empresa para el III trimestre 2023 aplicables a la estructura de costos sin costo variable de generación de cada una de ellas:

ICE-Generación:

| Trimestre | Factor CVG |
|---------------|------------|
| III Trimestre | 14,43% |

Sistemas de distribución y de alumbrado público:

| Empresa | Alumbrado Público | Distribución Eléctrica |
|-----------------|-------------------|------------------------|
| ICE | 9,54% | 10,21% |
| CNFL | 2,40% | 8,51% |
| JASEC | 5,04% | 7,68% |
| ESPH | 3,64% | 7,00% |
| COOPELESCA | 4,50% | 0,25% |
| COOPEGUANACASTE | 4,85% | 3,99% |
| COOPESANTOS | 7,06% | 3,48% |
| COOPEALFARO | -0,72% | 6,99% |

Fuente: Intendencia de Energía con datos de las empresas distribuidoras

- II. Fijar los precios de las tarifas para el servicio de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad, tal y como se detalla:

| ICE Sistema de generación | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|---|-------------------|---|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Vigente del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 47,11 | 53,91 |
| Periodo Valle | cada kWh | 38,60 | 44,17 |
| Periodo Noche | cada kWh | 32,78 | 37,51 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 2 499,01 | 2 859,62 |
| Periodo Valle | cada kW | 2 499,01 | 2 859,62 |
| Periodo Noche | cada kW | 0,00 | 0,00 |
| ► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 46,51 | 53,22 |
| Periodo Valle | cada kWh | 38,10 | 43,60 |
| Periodo Noche | cada kWh | 32,58 | 37,28 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 2 499,01 | 2 859,62 |
| Periodo Valle | cada kW | 2 499,01 | 2 859,62 |
| Periodo Noche | cada kW | 0,00 | 0,00 |
| ► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 0,055 | 0,063 |
| Periodo Valle | cada kWh | 0,046 | 0,053 |
| Periodo Noche | cada kWh | 0,038 | 0,043 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 2,908 | 3,328 |
| Periodo Valle | cada kW | 2,908 | 3,328 |
| Periodo Noche | cada kW | 0,00 | 0,000 |

- III. Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla:

| ICE Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|------------------------|---|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Vigente del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-RE: tarifa residencial | | | |
| o demandas inferiores a 10 kW | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-140 | Cargo fijo cada kWh | 1 268,83 62,07 | 1 398,38 68,41 |
| Bloque 141-195 | Cargo fijo cada kWh | 2 392,65 70,19 | 2 636,94 77,36 |
| Bloque 196-250 | Cargo fijo cada kWh | 3 547,54 81,60 | 3 909,74 89,93 |
| Bloque 251-370 | Cargo fijo cada kWh | 4 360,63 94,84 | 4 805,85 104,52 |
| Bloque 371 y más | Cargo fijo cada kWh | 8 762,67 110,26 | 9 657,34 121,52 |
| o demandas superiores a 10 kW | | | |
| Por consumo de energía (kWh) | Cargo fijo cada kWh | 8 762,67 65,98 | 9 657,34 72,72 |
| <i>Por consumo de Potencia (kW)</i> | cada kW | 10 905,02 | 12 018,42 |
| ► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria | | | |
| Para demandas inferiores a 10 kW | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta | Cargo fijo cada kWh | Por el bloque 143,53 | Por el bloque 158,18 |
| Periodo Valle | cada kWh | 98,62 | 108,69 |
| Periodo Noche | cada kWh | 71,95 | 79,30 |
| ► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago | | | |
| Para demandas inferiores a 10 kW | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-140 | cargo fijo cada kWh | 1 268,83 62,07 | 1 398,38 68,41 |
| Bloque 141-195 | cargo fijo cada kWh | 2 392,65 70,19 | 2 636,94 77,36 |
| Bloque 196-250 | cargo fijo cada kWh | 3 547,54 81,60 | 3 909,74 89,93 |
| Bloque 251-370 | cargo fijo cada kWh | 4 360,63 94,84 | 4 805,85 104,52 |
| Bloque 371 y más | cargo fijo cada kWh | 8 762,67 110,26 | 9 657,34 121,52 |
| ► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios | | | |
| o Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | cada kWh | 110,26 | 121,52 |
| o Clientes consumo energía y potencia | | | |
| Por consumo de energía (kWh) | cada kWh | 65,98 | 72,72 |
| Por consumo de potencia (kW) | cada kW | 10 905,02 | 12 018,42 |
| ► Tarifa T-IN: tarifa Industrial | | | |
| o Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | cada kWh | 110,26 | 121,52 |
| o Clientes consumo energía y potencia | | | |
| Por consumo de energía (kWh) | cada kWh | 65,98 | 72,72 |
| Por consumo de potencia (kW) | cada kW | 10 905,02 | 12 018,42 |

Continuación...

| ICE Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|--------------------------|--|---|-----------|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Vigente del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social | | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | cada kWh | 93,72 | 103,29 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | | |
| Por consumo de energía (kWh) | | cada kWh | 56,09 | 61,82 |
| Por consumo de potencia (kW) | | cada kW | 9 269,26 | 10 215,65 |
| ► Tarifa T-MT: tarifa media tensión | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| Periodo Punta (máxima) | | cada kWh | 57,30 | 63,15 |
| Periodo Punta (mínimo) | | cada kWh | 55,03 | 60,65 |
| Periodo Valle (máxima) | | cada kWh | 21,29 | 23,46 |
| Periodo Valle (mínima) | | cada kWh | 20,45 | 22,53 |
| Periodo Noche (máxima) | | cada kWh | 13,10 | 14,44 |
| Periodo Noche (mínimo) | | cada kWh | 12,58 | 13,87 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | | |
| Periodo Punta (máxima) | | cada Kw | 9 297,79 | 10 247,09 |
| Periodo Punta (mínimo) | | cada Kw | 8 929,60 | 9 841,31 |
| Periodo Valle (máxima) | | cada Kw | 6 491,84 | 7 154,66 |
| Periodo Valle (mínima) | | cada Kw | 6 234,76 | 6 871,33 |
| Periodo Noche (máxima) | | cada Kw | 4 158,17 | 4 582,72 |
| Periodo Noche (mínimo) | | cada Kw | 3 993,51 | 4 401,24 |
| ► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| Periodo Punta (máxima) | | cada kWh | 103,99 | 114,61 |
| Periodo Punta (mínimo) | | cada kWh | 99,87 | 110,07 |
| Periodo Valle (máxima) | | cada kWh | 35,73 | 39,38 |
| Periodo Valle (mínima) | | cada kWh | 34,32 | 37,82 |
| Periodo Noche (máxima) | | cada kWh | 22,95 | 25,29 |
| Periodo Noche (mínimo) | | cada kWh | 22,04 | 24,29 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | | |
| Periodo Punta (máxima) | | cada Kw | 3 054,18 | 3 366,01 |
| Periodo Punta (mínimo) | | cada Kw | 2 933,23 | 3 232,72 |
| Periodo Valle (máxima) | | cada Kw | 2 132,10 | 2 349,79 |
| Periodo Valle (mínima) | | cada Kw | 2 047,67 | 2 256,74 |
| Periodo Noche (máxima) | | cada Kw | 1 366,30 | 1 505,80 |
| Periodo Noche (mínimo) | | cada Kw | 1 312,19 | 1 446,17 |

| CNFL Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|----------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-RE: tarifa residencial | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 056,50 | 2 231,40 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 68,55 | 74,38 |
| Bloque 201-300 | cada kWh | 105,19 | 114,14 |
| Bloque 301 y más | kWh adicional | 108,75 | 118,00 |
| ► Tarifa T-ReH: tarifa residencial horaria | | | |
| ○ Clientes consumo de 0 a 500 kWh | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 158,67 | 172,17 |
| Periodo Valle | cada kWh | 65,05 | 70,59 |
| Periodo Noche | cada kWh | 27,22 | 29,54 |
| ○ Clientes consumo más de 500 kWh | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 196,19 | 212,89 |
| Periodo Valle | cada kWh | 79,18 | 85,92 |
| Periodo Noche | cada kWh | 36,65 | 39,77 |
| ► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 056,50 | 2 231,40 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 68,55 | 74,38 |
| Bloque 201-300 | cada kWh | 105,19 | 114,14 |
| Bloque 301 y más | kWh adicional | 108,75 | 118,00 |
| ► Tarifa T-CO: comercios y servicios | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| | cada kWh | 115,83 | 125,69 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 209 190,00 | 226 980,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 69,73 | 75,66 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-8 | Cargo fijo | 92 988,96 | 100 902,32 |
| Bloque 9 y más | cada kW | 11 623,62 | 12 612,79 |
| ► Tarifa T-IN: tarifa Industrial | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| | cada kWh | 115,83 | 125,69 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 209 190,00 | 226 980,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 69,73 | 75,66 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-8 | Cargo fijo | 92 988,96 | 100 902,32 |
| Bloque 9 y más | cada kW | 11 623,62 | 12 612,79 |
| ► Tarifa T-PR: Tarifa promocional | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| | cada kWh | 115,83 | 125,69 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 209 190,00 | 226 980,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 69,73 | 75,66 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-8 | Cargo fijo | 92 988,96 | 100 902,32 |
| Bloque 9 y más | cada kW | 11 623,62 | 12 612,79 |

Continuación...

| CNFL Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|----------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | cada kWh | 78,01 | 84,65 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 134 760,00 | 146 220,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 44,92 | 48,74 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-8 | Cargo fijo | 58 178,40 | 63 129,36 |
| Bloque 9 y más | cada kW | 7 272,30 | 7 891,17 |
| ► Tarifa T-MT: tarifa media tensión | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta (máxima) | cada kWh | 59,09 | 64,12 |
| Periodo Punta (mínimo) | cada kWh | 56,96 | 61,81 |
| Periodo Valle (máxima) | cada kWh | 29,54 | 32,05 |
| Periodo Valle (mínima) | cada kWh | 28,47 | 30,89 |
| Periodo Noche (máxima) | cada kWh | 21,27 | 23,08 |
| Periodo Noche (mínimo) | cada kWh | 20,50 | 22,24 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta (máxima) | cada kW | 10 361,82 | 11 243,61 |
| Periodo Punta (mínimo) | cada kW | 9 987,76 | 10 837,72 |
| Periodo Valle (máxima) | cada kW | 7 372,77 | 8 000,19 |
| Periodo Valle (mínima) | cada kW | 7 106,61 | 7 711,38 |
| Periodo Noche (máxima) | cada kW | 4 680,37 | 5 078,67 |
| Periodo Noche (mínimo) | cada kW | 4 511,40 | 4 895,32 |
| ► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta (máxima) | cada kWh | 112,10 | 121,64 |
| Periodo Punta (mínimo) | cada kWh | 108,06 | 117,26 |
| Periodo Valle (máxima) | cada kWh | 38,51 | 41,79 |
| Periodo Valle (mínima) | cada kWh | 37,12 | 40,28 |
| Periodo Noche (máxima) | cada kWh | 24,73 | 26,83 |
| Periodo Noche (mínima) | cada kWh | 23,83 | 25,86 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta (máxima) | cada kW | 3 292,57 | 3 572,77 |
| Periodo Punta (mínimo) | cada kW | 3 173,71 | 3 443,79 |
| Periodo Valle (máxima) | cada kW | 2 298,53 | 2 494,13 |
| Periodo Valle (mínima) | cada kW | 2 215,55 | 2 404,09 |
| Periodo Noche (máxima) | cada kW | 1 472,94 | 1 598,29 |
| Periodo Noche (mínima) | cada kW | 1 419,77 | 1 540,59 |

| JASEC Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|----------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-RE: tarifa residencial | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 046,00 | 2 203,20 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 68,20 | 73,44 |
| Bloque 201 y más | kWh adicional | 83,48 | 89,89 |
| ► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 046,00 | 2 203,20 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 68,20 | 73,44 |
| Bloque 201 y más | kWh adicional | 83,48 | 89,89 |
| ► Tarifa T-CO: comercios y servicios | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | cada kWh | 96,40 | 103,80 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 172 830,00 | 186 090,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 57,61 | 62,03 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-8 | Cargo fijo | 72 104,48 | 77 642,08 |
| Bloque 9 y más | cada kW | 9 013,06 | 9 705,26 |
| ► Tarifa T-IN: tarifa Industrial | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | cada kWh | 96,40 | 103,80 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 172 830,00 | 186 090,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 57,61 | 62,03 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-8 | Cargo fijo | 72 104,48 | 77 642,08 |
| Bloque 9 y más | cada kW | 9 013,06 | 9 705,26 |

Continuación...

| JASEC Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|----------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | cada kWh | 69,37 | 74,70 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 119 910,00 | 129 120,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 39,97 | 43,04 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-8 | Cargo fijo | 48 458,40 | 52 180,00 |
| Bloque 9 y más | cada kW | 6 057,30 | 6 522,50 |
| ► Tarifa T-MT: tarifa media tensión | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 52,90 | 56,96 |
| Periodo Valle | cada kWh | 25,86 | 27,85 |
| Periodo Noche | cada kWh | 17,64 | 18,99 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 9 311,70 | 10 026,84 |
| Periodo Valle | cada kW | 6 676,92 | 7 189,71 |
| Periodo Noche | cada kW | 4 567,68 | 4 918,48 |
| ► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 108,05 | 116,35 |
| Periodo Valle | cada kWh | 37,14 | 39,99 |
| Periodo Noche | cada kWh | 23,83 | 25,66 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 3 173,61 | 3 417,34 |
| Periodo Valle | cada kW | 2 215,48 | 2 385,63 |
| Periodo Noche | cada kW | 1 419,73 | 1 528,77 |

| ESPH Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|-------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-RE: tarifa residencial | | | |
| ○ demandas inferiores a 10 kW | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-200 | cargo fijo | 1 361,08 | 1 456,36 |
| | cada kWh | 63,22 | 67,65 |
| Bloque 201-275 | cargo fijo | 2 650,52 | 2 836,06 |
| | cada kWh | 67,95 | 72,71 |
| Bloque 276-360 | cargo fijo | 3 510,15 | 3 755,86 |
| | cada kWh | 75,28 | 80,55 |
| Bloque 361-500 | cargo fijo | 4 646,76 | 4 972,03 |
| | cada kWh | 83,40 | 89,24 |
| Bloque 501 y más | cargo fijo | 8 080,49 | 8 646,12 |
| | cada kWh | 92,40 | 98,87 |
| ○ demandas superiores a 10 kW | | | |
| | cargo fijo | 8 080,49 | 8 646,12 |
| | cada kWh | 51,98 | 55,62 |
| | cada kW | 8 439,44 | 9 030,20 |
| ► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria | | | |
| Para demandas inferiores a 10 kW | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| | cargo fijo | por el bloque | por el bloque |
| Periodo Punta | cada kWh | 121,92 | 130,45 |
| Periodo Valle | cada kWh | 83,76 | 89,62 |
| Periodo Noche | cada kWh | 61,11 | 65,39 |
| ► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago | | | |
| Para demandas inferiores a 10 kW | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-200 | cargo fijo | 1 361,08 | 1 456,36 |
| | cada kWh | 63,22 | 67,65 |
| Bloque 201-275 | cargo fijo | 2 650,52 | 2 836,06 |
| | cada kWh | 67,95 | 72,71 |
| Bloque 276-360 | cargo fijo | 3 510,15 | 3 755,86 |
| | cada kWh | 75,28 | 80,55 |
| Bloque 361-500 | cargo fijo | 4 646,76 | 4 972,03 |
| | cada kWh | 83,40 | 89,24 |
| Bloque 501 y más | cargo fijo | 8 080,49 | 8 646,12 |
| | cada kWh | 92,40 | 98,87 |
| ► Tarifa T-CO: comercios y servicios | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| | cada kWh | 92,40 | 98,87 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 155 940,00 | 166 860,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 51,98 | 55,62 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 84 394,40 | 90 302,00 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 8 439,44 | 9 030,20 |

Continuación...

| ESPH Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|-------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-IN: tarifa Industrial | | | |
| ○ Cientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | cada kWh | 91,94 | 98,38 |
| ○ Cientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 155 130,00 | 165 990,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 51,71 | 55,33 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 83 966,70 | 89 844,40 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 8 396,67 | 8 984,44 |
| ► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social | | | |
| ○ Cientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | cada kWh | 78,54 | 84,04 |
| ○ Cientes consumo energía y potencia | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 132 540,00 | 141 840,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 44,18 | 47,28 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 71 735,20 | 76 756,70 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 7 173,52 | 7 675,67 |
| ► Tarifa T-MT: tarifa media tensión | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta (máxima) | cada kWh | 69,08 | 73,92 |
| Periodo Punta (mínimo) | cada kWh | 66,71 | 71,38 |
| Periodo Valle (máxima) | cada kWh | 35,19 | 37,65 |
| Periodo Valle (mínima) | cada kWh | 33,99 | 36,37 |
| Periodo Noche (máxima) | cada kWh | 28,67 | 30,68 |
| Periodo Noche (mínimo) | cada kWh | 27,68 | 29,62 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta (máxima) | cada kW | 7 319,36 | 7 831,72 |
| Periodo Punta (mínimo) | cada kW | 7 068,31 | 7 563,09 |
| Periodo Valle (máxima) | cada kW | 5 085,65 | 5 441,65 |
| Periodo Valle (mínima) | cada kW | 4 911,21 | 5 254,99 |
| Periodo Noche (máxima) | cada kW | 3 389,32 | 3 626,57 |
| Periodo Noche (mínimo) | cada kW | 3 273,08 | 3 502,20 |
| ► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | |
| Periodo Punta (máxima) | cada kWh | 107,66 | 115,20 |
| Periodo Punta (mínimo) | cada kWh | 103,96 | 111,24 |
| Periodo Valle (máxima) | cada kWh | 36,98 | 39,57 |
| Periodo Valle (mínima) | cada kWh | 35,71 | 38,21 |
| Periodo Noche (máxima) | cada kWh | 23,73 | 25,39 |
| Periodo Noche (mínimo) | cada kWh | 22,92 | 24,52 |
| <i>Por consumo de potencia (kW)</i> | | | |
| Periodo Punta (máxima) | cada kW | 3 161,83 | 3 383,16 |
| Periodo Punta (mínimo) | cada kW | 3 053,38 | 3 267,12 |
| Periodo Valle (máxima) | cada kW | 2 207,25 | 2 361,76 |
| Periodo Valle (mínima) | cada kW | 2 131,54 | 2 280,75 |
| Periodo Noche (máxima) | cada kW | 1 414,44 | 1 513,45 |
| Periodo Noche (mínima) | cada kW | 1 365,93 | 1 461,55 |

| COOPELESCA Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|----------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-RE: tarifa residencial | | | |
| ○ demandas inferiores a 10 kW | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-145 | cargo fijo | 1 711 | 1 715 |
| | cada kWh | 54,45 | 54,59 |
| Bloque 146-200 | cargo fijo | 4 132 | 4 142 |
| | cada kWh | 62,26 | 62,42 |
| Bloque 201-270 | cargo fijo | 4 967 | 4 980 |
| | cada kWh | 72,23 | 72,41 |
| Bloque 271-390 | cargo fijo | 7 279 | 7 297 |
| | cada kWh | 83,78 | 83,99 |
| Bloque 391 y más | cargo fijo | 12 856 | 12 889 |
| | cada kWh | 97,19 | 97,43 |
| ○ demandas superiores a 10 kW | | | |
| | cargo fijo | 12 856 | 12 889 |
| | cada kWh | 79,03 | 79,23 |
| | cada kW | 4 786,73 | 4 798,70 |
| ► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago | | | |
| ○ demandas inferiores a 10 kW | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-145 | cargo fijo | 1 711 | 1 715 |
| | cada kWh | 54,45 | 54,59 |
| Bloque 146-200 | cargo fijo | 4 132 | 4 142 |
| | cada kWh | 62,26 | 62,42 |
| Bloque 201-270 | cargo fijo | 4 967 | 4 980 |
| | cada kWh | 72,23 | 72,41 |
| Bloque 271-390 | cargo fijo | 7 279 | 7 297 |
| | cada kWh | 83,78 | 83,99 |
| Bloque 391 y más | cargo fijo | 12 856 | 12 889 |
| | cada kWh | 97,19 | 97,43 |
| ► Tarifa T-CO: comercios y servicios | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | cada kWh | 97,19 | 97,43 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 237 090,00 | 237 690,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 79,03 | 79,23 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 47 867,30 | 47 987,00 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 4 786,73 | 4 798,70 |
| ► Tarifa T-IN: tarifa Industrial | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | cada kWh | 99,69 | 99,94 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 243 180,00 | 243 780,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 81,06 | 81,26 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 49 100,90 | 49 223,70 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 4 910,09 | 4 922,37 |

Continuación...

| COOPELESCA Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|---|------------------------|--|--|-----------|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-MT: tarifa media tensión | | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | | |
| | Periodo Punta (máxima) | cada kWh | 86,72 | 86,94 |
| | Periodo Punta (mínimo) | cada kWh | 82,13 | 82,34 |
| | Periodo Valle (máxima) | cada kWh | 43,36 | 43,47 |
| | Periodo Valle (mínima) | cada kWh | 41,07 | 41,17 |
| | Periodo Noche (máxima) | cada kWh | 31,53 | 31,61 |
| | Periodo Noche (mínimo) | cada kWh | 29,85 | 29,92 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | | |
| | Periodo Punta (máxima) | cada kW | 10 691,47 | 10 718,20 |
| | Periodo Punta (mínimo) | cada kW | 10 125,89 | 10 151,20 |
| | Periodo Valle (máxima) | cada kW | 7 636,77 | 7 655,86 |
| | Periodo Valle (mínima) | cada kW | 7 232,78 | 7 250,86 |
| | Periodo Noche (máxima) | cada kW | - | - |
| | Periodo Noche (mínimo) | cada kW | - | - |
| ► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b | | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | | |
| | Periodo Punta (máxima) | cada kWh | 124,32 | 124,63 |
| | Periodo Punta (mínimo) | cada kWh | 117,75 | 118,04 |
| | Periodo Valle (máxima) | cada kWh | 42,70 | 42,81 |
| | Periodo Valle (mínima) | cada kWh | 40,44 | 40,54 |
| | Periodo Noche (máxima) | cada kWh | 27,42 | 27,49 |
| | Periodo Noche (mínimo) | cada kWh | 25,97 | 26,03 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | | |
| | Periodo Punta (máxima) | cada kW | 2 731,06 | 2 737,89 |
| | Periodo Punta (mínimo) | cada kW | 2 586,59 | 2 593,06 |
| | Periodo Valle (máxima) | cada kW | 1 906,53 | 1 911,30 |
| | Periodo Valle (mínima) | cada kW | 1 805,67 | 1 810,18 |
| | Periodo Noche (máxima) | cada kW | 1 221,75 | 1 224,80 |
| | Periodo Noche (mínimo) | cada kW | 1 157,12 | 1 160,01 |
| ► Tarifa T-MT69: tarifa media tensión interconectados a barra de 69 KV | | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | | |
| | Periodo Punta (máxima) | cada kWh | 81,29 | 81,49 |
| | Periodo Punta (mínimo) | cada kWh | 76,99 | 77,18 |
| | Periodo Valle (máxima) | cada kWh | 40,64 | 40,74 |
| | Periodo Valle (mínima) | cada kWh | 38,49 | 38,59 |
| | Periodo Noche (máxima) | cada kWh | 29,55 | 29,62 |
| | Periodo Noche (mínimo) | cada kWh | 27,99 | 28,06 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | | |
| | Periodo Punta (máxima) | cada kW | 2 550,06 | 2 556,44 |
| | Periodo Punta (mínimo) | cada kW | 2 415,17 | 2 421,21 |
| | Periodo Valle (máxima) | cada kW | 1 821,47 | 1 826,02 |
| | Periodo Valle (mínima) | cada kW | 1 725,12 | 1 729,43 |
| | Periodo Noche (máxima) | cada kW | 1 186,07 | 1 189,04 |
| | Periodo Noche (mínima) | cada kW | 1 123,33 | 1 126,14 |

| COOPEGUANACASTE Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|-------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-RE: tarifa residencial | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 099,40 | 2 183,10 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 69,98 | 72,77 |
| Bloque 201 y más | kWh adicional | 98,65 | 102,59 |
| ► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 099,40 | 2 183,10 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 69,98 | 72,77 |
| Bloque 201 y más | kWh adicional | 98,65 | 102,59 |
| ► Tarifa T-CO: comercios y servicios | | | |
| ○ Cientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | cada kWh | 103,25 | 107,37 |
| ○ Cientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 196 170,00 | 204 000,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 65,39 | 68,00 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 96 566,40 | 100 540,00 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 9 656,64 | 10 054,00 |
| ► Tarifa T-IN: tarifa Industrial | | | |
| ○ Cientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | cada kWh | 103,25 | 107,37 |
| ○ Cientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 196 170,00 | 204 000,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 65,39 | 68,00 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 96 566,40 | 100 540,00 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 9 656,64 | 10 054,00 |
| ► Tarifa T-MT: tarifa media tensión | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 86,04 | 89,47 |
| Periodo Valle | cada kWh | 74,57 | 77,55 |
| Periodo Noche | cada kWh | 66,54 | 69,19 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 3 897,99 | 4 053,52 |
| Periodo Valle | cada kW | 3 897,99 | 4 053,52 |

| COOPESANTOS Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|----------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-RE: tarifa residencial | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-40 | Cargo fijo | 3 240,80 | 3 353,60 |
| Bloque 41-200 | cada kWh | 81,02 | 83,84 |
| Bloque 201 y más | :Wh adicional | 131,13 | 135,69 |
| ► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-40 | Cargo fijo | 3 240,80 | 3 353,60 |
| Bloque 41-200 | cada kWh | 81,02 | 83,84 |
| Bloque 201 y más | :Wh adicional | 131,13 | 135,69 |
| ► Tarifa T-CO: comercios y servicios | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| | cada kWh | 156,72 | 162,17 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 284 640,00 | 294 540,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 94,88 | 98,18 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-15 | Cargo fijo | 233 101,05 | 241 212,90 |
| Bloque 16 y más | cada kW | 15 540,07 | 16 080,86 |
| ► Tarifa T-IN: tarifa Industrial | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| | cada kWh | 156,72 | 162,17 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 284 640,00 | 294 540,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 94,88 | 98,18 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-15 | Cargo fijo | 233 101,05 | 241 212,90 |
| Bloque 16 y más | cada kW | 15 540,07 | 16 080,86 |
| ► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-250 | cada kWh | 111,94 | 115,84 |
| Bloque 251 y más | cada kWh | 156,72 | 162,17 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 284 640,00 | 294 540,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 94,88 | 98,18 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-15 | Cargo fijo | 233 101,05 | 241 212,90 |
| Bloque 16 y más | cada kW | 15 540,07 | 16 080,86 |
| ► Tarifa T-MT: tarifa media tensión | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 74,63 | 77,23 |
| Periodo Valle | cada kWh | 29,86 | 30,90 |
| Periodo Noche | cada kWh | 19,19 | 19,86 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 11 402,38 | 11 799,18 |
| Periodo Valle | cada kW | 8 282,85 | 8 571,09 |
| Periodo Noche | cada kW | 5 214,50 | 5 395,96 |

| COOPEALFARORUIZ Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVG | Tarifa |
|--|----------------------|--|--|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 |
| ► Tarifa T-RE: tarifa residencial | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 137,80 | 2 287,20 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 71,26 | 76,24 |
| Bloque 201 y más | kWh adicional | 92,64 | 99,12 |
| ► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-40 | Cargo fijo | 2 137,80 | 2 287,20 |
| Bloque 41-200 | cada kWh | 71,26 | 76,24 |
| Bloque 201 y más | kWh adicional | 92,64 | 99,12 |
| ► Tarifa T-CO: comercios y servicios | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | cada kWh | 99,76 | 106,73 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 181 710,00 | 194 400,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 60,57 | 64,80 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-15 | Cargo fijo | 142 020,00 | 151 947,15 |
| Bloque 16 y más | cada kW | 9 468,00 | 10 129,81 |
| ► Tarifa T-IN: tarifa Industrial | | | |
| ○ Clientes consumo exclusivo de energía | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | cada kWh | 99,76 | 106,73 |
| ○ Clientes consumo energía y potencia | | | |
| <u>Por consumo de energía (kWh)</u> | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 181 710,00 | 194 400,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 60,57 | 64,80 |
| <u>Por consumo de potencia (kW)</u> | | | |
| Bloque 0-15 | Cargo fijo | 142 020,00 | 151 947,15 |
| Bloque 16 y más | cada kW | 9 468,00 | 10 129,81 |

IV. Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de alumbrado público de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla:

ICE

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|------------|
| | | Vigente del 1/jul/2023 al 31/dic/2022 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-AP Alumbrado público | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| | a. Bloque 0-40 kWh | Cargo fijo | 140,40 | 153,60 |
| | b. Bloque 41-50 000 kWh | cada kWh | 3,51 | 3,84 |
| | c. Bloque mayor a 50 000 kWh | Cargo fijo | 175 500,00 | 192 000,00 |

CNFL

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|
| | | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-AP Alumbrado público | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| | a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 105,30 | 107,70 |
| | b. Bloque 31-50 000 kWh | cada kWh | 3,51 | 3,59 |
| | c. Bloque mayor a 50 000 kWh | Cargo fijo | 175 500,00 | 179 500,00 |

JASEC

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|
| | | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-AP Alumbrado público | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| | a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 93,00 | 97,80 |
| | b. Bloque 31-50 000 kWh | cada kWh | 3,10 | 3,26 |
| | c. Bloque mayor a 50 000 kWh | Cargo fijo | 155 000,00 | 163 000,00 |

ESPH

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|
| | | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-AP Alumbrado público | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| | a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 101,40 | 105,00 |
| | b. Bloque 31-50 000 kWh | cada kWh | 3,38 | 3,50 |
| | c. Bloque mayor a 50 000 kWh | Cargo fijo | 169 000,00 | 175 000,00 |

COOPELESCA

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|
| | | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-AP Alumbrado público | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| | a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 120,30 | 125,70 |
| | b. Bloque 31-50 000 kWh | cada kWh | 4,01 | 4,19 |
| | c. Bloque mayor a 50 000 kWh | Cargo fijo | 200 500,00 | 209 500,00 |

COOPEGUANACASTE

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|
| | | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-AP Alumbrado público | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| | a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 93,30 | 97,80 |
| | b. Bloque 31-50 000 kWh | cada kWh | 3,11 | 3,26 |
| | c. Bloque mayor a 50 000 kWh | Cargo fijo | 155 500,00 | 163 000,00 |

COOPESANTOS

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|
| | | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-AP Alumbrado público | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| | a. Bloque 0-40 kWh | Cargo fijo | 149,20 | 159,60 |
| | b. Bloque 41-50 000 kWh | cada kWh | 3,73 | 3,99 |
| | c. Bloque mayor a 50 000 kWh | Cargo fijo | 186 500,00 | 199 500,00 |

COOPEALFARORUIZ

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Estructura de costos sin CVG | Tarifa | |
|--|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|
| | | Rige del 1/jul/2023 al 31/dic/2023 | Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023 | |
| ► Tarifa T-AP Alumbrado público | | | | |
| <i>Por consumo de energía (kWh)</i> | | | | |
| | a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 95,40 | 94,80 |
| | b. Bloque 31-50 000 kWh | cada kWh | 3,18 | 3,16 |
| | c. Bloque mayor a 50 000 kWh | Cargo fijo | 159 000,00 | 158 000,00 |

- V. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas, lo externado en el “Considerando II” de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la consulta pública por sus aportes.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N° 06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución, los anexos del informe técnico IN-0118-IE-2023 del 28 de junio de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

De conformidad con el artículo 346 de la LGPA., los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós
Intendente

C.c. ET-037-2023

ANEXOS:

Anexo No. 1: Archivos en Excel que fundamentan los cálculos del ajuste tarifario según la metodología CVG por parte de ARESEP.