

Certificación de publicación oficial: La presente edición del Diario Oficial La Gaceta ha sido emitida electrónicamente por la Imprenta Nacional de Costa Rica. Firmado digitalmente por el representante legal:

JORGE EMILIO CASTRO FONSECA (FIRMA)
PERSONA FÍSICA, CPF-01-1399-0946.
Fecha declarada: 16/12/2025 03:06:44 p. m.
Esta es una representación gráfica únicamente,
verifique la validez de la firma.

ALCANCE N° 161 A LA GACETA N° 236

Año CXLVII

San José, Costa Rica, martes 16 de diciembre del 2025

1704 páginas

PODER LEGISLATIVO

LEYES

PROYECTOS

ACUERDOS

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

ACUERDOS

RESOLUCIONES

AVISOS

PODER JUDICIAL

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

REGLAMENTOS

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

RÉGIMEN MUNICIPAL

NOTIFICACIONES

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0072-IE-2025

SAN JOSÉ, A LAS 11:29 HORAS DEL 12 DE DICIEMBRE DE 2025

APLICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN PARCIAL 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, EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO DE TODAS LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, APROBADA MEDIANTE LA RESOLUCIÓN RE-0100-JD-2019 DEL 14 DE MAYO DE 2019, PARA EL PERÍODO 2026.

ET-094-2025

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 7 de noviembre del 2023, mediante la resolución RE-0106-JD-2023, la Junta Directiva aprobó la “Modificación 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)", tramitada en el expediente IRM-005-2023 y publicada en La Gaceta Nº 219, Alcance Nº 233 del 24 de noviembre del 2023.

- IV.** Que el 15 de febrero de 2024, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0123-IE-2024, solicitó a la Junta Directiva de la ARESEP la revisión de la resolución RE-0106-JD-2023.
- V.** Que el 20 marzo de 2024, por medio del oficio OF-0338-RG-2024, el Despacho del Regulador General solicitó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), rendir criterio técnico el marco de las competencias asignadas, sobre las metodologías tarifarias citadas en la referencia, a efectos de aclarar y revisar el alcance de estos instrumentos, considerando que la aplicación de la metodología del CVG determina el precio final de las tarifas eléctricas a nivel nacional.
- VI.** Que el 9 de abril de 2024, a través del OF-0091-CDR-2024, el CDR brinda respuesta al oficio al oficio OF-0338-RG-2024, en dicho documento se observa el criterio técnico emanado por el CDR, según lo instruido por el Regulador General.
- VII.** Que el 23 de mayo de 2024, la Junta Directiva de la ARESEP, por medio del oficio OF-0332-SJD-2024, acoge el criterio técnico definido por el CDR para la correcta aplicación de la reforma parcial a la metodología del CVG, e instruye a la Intendencia de Energía ejecutar la regulación económica y armonice las metodologías tarifarias de Costo Variable de Generación (CVG) con las metodologías ordinarias de electricidad, según el criterio emitido por el CDR.
- VIII.** Que el 6 de octubre de 2025, mediante el Oficio OF-1266-IE-2025 la Intendencia de Energía solicitó audiencia pública para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica que presta la Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Este ajuste se tramita bajo expediente ET-071-2025.
- IX.** Que el 25 de noviembre de 2025, mediante la resolución RE-0063-IE-2025 la Intendencia de Energía realizó ajuste a las tarifas del sistema de Generación del ICE, la cual, se publicó en La Gaceta Nº 226, Alcance Nº 154 del 02 de diciembre del 2025.

- X. Que el 25 de noviembre de 2025, mediante la resolución RE-0062-IE-2025 la Intendencia de Energía realiza ajuste a las tarifas del sistema de Transmisión del ICE, la cual, fue publicada el 26 de noviembre en el Alcance 152 de la Gaceta 223.
- XI. Que el 25 de noviembre de 2025, mediante la resolución RE-0061-IE-2025 la Intendencia de Energía realiza ajuste a las tarifas del sistema de Distribución del ICE, la cual, fue publicada el 26 de noviembre en el Alcance 152 de la Gaceta 223.
- XII. Que el 25 de noviembre de 2025, mediante la resolución RE-0064-IE-2025 la Intendencia de Energía realiza ajuste a las tarifas del sistema de Alumbrado público del ICE, la cual, se publicó en La Gaceta N° 226, Alcance N° 154 del 02 de diciembre del 2025.
- XIII. Que el 2 de diciembre de 2025, mediante la resolución RE-0065-IE-2025, la Intendencia de Energía fijó las tarifas del sistema distribución de energía y alumbrado público de las empresas distribuidoras por ajuste en las tarifas de generación y/o transmisión del ICE, pendiente de publicación en La Gaceta.
- XIV. Que el 2 de diciembre de 2025, mediante el oficio OF-1475-IE-2025, la Intendencia de Energía solicitó la apertura de expediente tarifario respectivo (folio 1).
- XV. Que el 2 de diciembre de 2025, mediante el informe IN-0152-IE-2025, la Intendencia de Energía, emitió el informe de la aplicación anual para el periodo 2026 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 al 105).
- XVI. Que el 5 de diciembre de 2025, se publica la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública, en La Gaceta N° 229, así como, en los diarios La República y la Extra (visible a folio 218-220).
- XVII. Que el 12 de diciembre de 2025, mediante la resolución RE-0070-IE-2025 la Intendencia de Energía realiza ajuste a las tarifas del sistema de Distribución del CNFL, la cual se encuentra pendiente de publicación en La Gaceta.

- XVIII.** Que el 12 de diciembre de 2025, mediante la resolución RE-0071-IE-2025 la Intendencia de Energía realiza ajuste a las tarifas del sistema de Alumbrado público del CNFL, la cual se encuentra pendiente de publicación en La Gaceta.
- XIX.** Que el 12 de diciembre de 2025, mediante el informe IN-0443-DGAU-2025, 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 recibieron las siguientes posiciones, que consiste en una oposición del Instituto Costarricense de Electricidad y una coadyuvancia de la Cámara de Industrias de Costa Rica.
- XX.** Que el 12 de diciembre de 2025, mediante el informe técnico IN-0160-IE-2025, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó establecer los cargos por empresa para el periodo de 2026 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.
- XXI.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del informe técnico IN-0160-IE-2025, 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 “Modificación 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)”, considera dentro de sus cambios los ajustes anuales, pudiendo estos realizarse en periodicidades distintas a los ajustes anuales. Al respecto, en la sección 6.8 Ajustes al cargo de CVG en períodos distintos a la fijación anual, se indica:

“[...]

La Intendencia de Energía, de oficio o a solicitud de los interesados, podrá aplicar ajustes a las tarifas anuales por concepto de CVG en periodicidades distintas a los ajustes anuales contemplados en las secciones anteriores, cuando por el comportamiento del mercado y sus costos así se ameriten o cuando se requieran enviar señales de precios adecuadas y oportunas a los agentes económicos, entre otros, lo cual se deberá motivar en la resolución respectiva. Para esto se deberá aplicar los siguientes procedimientos, los cuales, en todos los casos deben respetar los criterios detallados en la fórmula 1 (igualdad entre ingresos y costos).

Adicionalmente, el solicitante deberá definir los plazos de recuperación de los meses liquidados con su respectiva justificación. El plazo de recuperación no podrá superar el restante periodo anual, más el periodo anual siguiente; todo con el fin de valorar la estabilidad de las tarifas y el impacto en el flujo de caja de cada empresa. La solicitud del plazo deberá ser analizada y aprobada por la Intendencia de Energía y ser especificada claramente en la resolución respectiva.

Dentro de un mismo año calendario, solo se permitirán como máximo dos fijaciones tarifarias adicionales utilizando la metodología del CVG (aparte de la realizada en diciembre de cada año).

”[...]

Considerando lo anterior, la metodología y su reforma permite que se realicen ajustes 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.

Esta aplicación corresponde a un mecanismo de ajuste extraordinario, que se calcula de forma simultánea con los ajustes del sistema de generación del ICE producto del cargo del factor del CVG, 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, brindar estabilidad en las tarifas eléctricas para todos los abonados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y permitir una mejor planificación de costos e ingresos por parte del resto de empresas distribuidoras.

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 periodo 2026.

2. Efecto del CVG sobre el sistema de generación

Las condiciones climáticas influyen significativamente en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que depende en gran medida del recurso hídrico para mantener su estabilidad. Esta situación ha incrementado la generación térmica por parte del ICE, necesaria para satisfacer la demanda energética del país. Se proyecta que, al cierre de 2025, la generación térmica del ICE mediante el uso de combustibles representará aproximadamente el 2% de la producción eléctrica total, dato muy inferior al 11% experimentado durante el 2024.

De acuerdo con lo expuesto, se prevé que el Sistema Eléctrico Nacional enfrentará en el 2026 un panorama menos complejo que el observado durante el 2025, impulsado principalmente por condiciones hidrológicas más favorables y una menor presión sobre la generación térmica y las importaciones de energía. Asimismo, con base en la información disponible del ICE, para el 2026 sí se proyecta la entrada en operación de nuevos proyectos de generación privada principalmente durante el segundo semestre del año, los cuales aportarán capacidad adicional para atender el crecimiento de la demanda nacional con mayor holgura. Esta combinación de mayor disponibilidad de oferta y menores costos asociados al respaldo térmico contribuirá a reducir presiones sobre el costo de la energía eléctrica durante el periodo.

Para obtener el factor del CVG 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 eléctricas que conforma el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

2.1 Gasto por combustible

Para estimar el gasto por combustible para el 2026, 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 octubre del 2025 (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, anexado a este informe).

El siguiente cuadro muestra las proyecciones de producción con fuente térmica elaboradas por ARESEP:

*Cuadro N° 1
Sistema de generación, ICE: estimación de generación de electricidad con plantas térmicas por semestre en GWh, año 2026.*

Semestre	ARESEP GWh	ICE GWh
I Semestre	251,88	448,94
II Semestre	38,08	267,88
TOTAL	289,96	716,82

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

Nota: Se considera la producción de las plantas arrendadas

Según la información del cuadro 1, y con base en el comportamiento real observado durante los últimos meses, la Intendencia de Energía analizó las proyecciones presentadas por el ICE y las comparó con sus propias estimaciones. Considerando, además, un escenario climático más favorable para el 2026 y la coherencia de dichas tendencias con los resultados operativos recientes, se determinó que las proyecciones elaboradas por ARESEP representan de mejor manera las condiciones esperadas del sistema. En consecuencia, para esta oportunidad se decidió adoptar las estimaciones de la Intendencia en lugar de las del ICE.

La obtención del porcentaje de pérdida propia 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 al ICE se determinan al disminuir de las necesidades de energía la generación propia y compras a terceros que, en el caso de las cooperativas, compran energía a Coneléctricas, R.L. entre otros.

Para las estimaciones de las industrias de alta tensión, estas se proyectan a partir de su propia serie histórica.

La estimación del gasto en consumo de combustibles se presenta a continuación, para el 2026, al tiempo que se realiza la comparación con la información suministrada por el ICE y los datos obtenidos por la ARESEP.

*Cuadro N° 2
Estimación del gasto en combustibles por generación térmica ARESEP-ICE,
millones de colones
año 2026.*

Ente	ICE	ICE Arrendadas	TOTAL
ARESEP	17 977,17	2 422,24	20 399,40
ICE	37 951,84	6 143,88	44 095,72

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

Utilizando los mismos factores de eficiencia por planta del ICE, se obtienen diferencias sustanciales en el gasto proyectado. Aunado a lo anterior, el rendimiento de las plantas utilizado es el promedio real por planta obtenido de la información aportada por el ICE mediante el “Balance energía eléctrica_CVG_2026 (corre agregado al expediente).

Los precios de los combustibles (diésel para uso automotriz 50 ppm de azufre y búnker térmico ICE 2) utilizados para los cálculos son los precios propuestos por la Intendencia de Energía en el estudio tarifario ET-092-2025. Se utiliza el precio plantel con impuesto, más el flete de transporte de combustible que le

¹ Correspondientes a 2019

corresponde pagar al ICE. Estos precios son ajustados de acuerdo con el tipo de cambio vigente para cada una de las fijaciones de combustibles establecidas por esta Intendencia.

Para obtener el flete que le corresponde pagar al ICE por concepto de transporte de diésel se utilizó el flete establecido en la RE-0124-IE-2020, publicada en La Gaceta 294, Alcance 329 del 16 de diciembre de 2020 y por concepto de transporte de búnker térmico ICE se utilizó el valor establecido en la resolución RE-0097-IE-2023, expediente ET-016-2023, publicada en la Gaceta 148, Alcance 55 del 16 de agosto de 2023. La tarifa de zona básica contempla distancias menores a 30 kilómetros para diésel y 39,34 kilómetros para búnker bajo azufre; considerando que el ICE se abastece del plantel más cercano que en este caso sería el de “Barranca” con una distancia promedio de 7 Km a la planta de Garabito, o incluso si tuvieran que movilizarse desde Caldera, se debe aplicar la misma tarifa de zona básica ya que la distancia de Garabito a Caldera es de aproximadamente 26 kilómetros.

Los precios utilizados para valorar el diésel térmico y el búnker de bajo azufre para generación se presentan en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 3
Precios de combustibles para generación térmica
colones por litro, año 2026.

Componente	Búnker Térmico ICE 2	Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre2
Precio Plantel (con impuesto)	286,39	475,52
Flete	7,0450	6,20
TOTAL	293,44	481,72

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

Dados estos precios de los combustibles y la cantidad de litros que se prevé consumir en el periodo de análisis, el gasto estimado para el año 2026, por mes, se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4
Consumo de combustibles para generación térmica
millones de colones, año 2026.

Mes	Gasto en combustible para Generación
<i>Enero</i>	-
<i>Febrero</i>	3 884,41
<i>Marzo</i>	7 776,44
<i>Abril</i>	6 059,28
<i>Mayo</i>	-
<i>Junio</i>	-
<i>Julio</i>	-
<i>Agosto</i>	-
<i>Septiembre</i>	1 648,70
<i>Octubre</i>	1 030,58
<i>Noviembre</i>	-
<i>Diciembre</i>	-
TOTAL	20 399,40

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

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

Para esta oportunidad, la Intendencia de Energía, optó por tomar las estimaciones propias de la comercialización del ICE durante el periodo de 2026. Dicha decisión tiene de base los valores reales observados durante los últimos meses, se consideró el efecto de los arrendamientos de plantas de generación térmica y un panorama climatológico complejo pero más favorable que el ocurrido durante el 2024. 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 importaciones y exportaciones al MER para cada mes del 2026:

Cuadro N° 5
Sistema de generación, ICE: importaciones y exportaciones al mercado regional por mes, en GWh, año 2026.

Mes	Exportación GWh	Importación GWh
<i>Enero</i>	3,23	83,22
<i>Febrero</i>	0,91	20,51
<i>Marzo</i>	-	0,02
<i>Abril</i>	-	7,49
<i>Mayo</i>	25,99	32,29
<i>Junio</i>	9,85	34,81
<i>Julio</i>	11,45	56,74
<i>Agosto</i>	7,49	10,04
<i>Septiembre</i>	12,40	1,26
<i>Octubre</i>	26,41	7,70
<i>Noviembre</i>	29,74	24,78
<i>Diciembre</i>	30,99	51,31
TOTAL	158,47	330,16

Fuente: Intendencia de Energía, con información aportada por ICE

De acuerdo con el cuadro anterior, se puede visualizar un mayor gasto de importaciones durante el primer semestre del año (época seca), contrario a las exportaciones donde, se estima un flujo más equilibrado durante todo el año.

En esta ocasión, tras analizar la congruencia de los datos aportados por el ICE con la información histórica, la Intendencia de Energía determinó que sus proyecciones resultan más consistentes para el cálculo del precio de la comercialización de energía eléctrica a través del MER, ya que estos se basan en los datos reales mostrados por la empresa, durante su operación en los últimos meses. En consecuencia, se considera un precio de \$129,55/MWh para las importaciones, mientras que para las exportaciones se estima un precio de \$71,68/MWh, utilizando un tipo de cambio promedio de ¢503,91 colones por dólar (el detalle del cálculo se adjunta al expediente bajo el archivo parámetros económicos).

A continuación, se detalla el saldo de la comercialización de energía neta en el MER en millones de colones estimadas por mes para el 2026:

Cuadro N° 6

Sistema de generación, ICE: gasto por importaciones e ingreso por exportaciones al mercado regional por mes, en millones de colones, 2026

<i>Mes</i>	<i>Exportación (X)</i>	<i>Importaciones (M)</i>	<i>Comercialización de Energía neta en el MER (M-X)</i>
<i>Enero</i>	3 006,08	210,98	-2 795,10
<i>Febrero</i>	740,72	59,53	-681,19
<i>Marzo</i>	0,81	-	-0,81
<i>Abril</i>	270,58	-	-270,58
<i>Mayo</i>	1 166,44	1 696,70	530,27
<i>Junio</i>	1 257,58	643,01	-614,57
<i>Julio</i>	2 049,56	747,54	-1 302,02
<i>Agosto</i>	362,51	488,95	126,44
<i>Septiembre</i>	45,51	809,80	764,28
<i>Octubre</i>	278,08	1 724,24	1 446,16
<i>Noviembre</i>	895,12	1 941,86	1 046,74
<i>Diciembre</i>	1 853,31	2 022,93	169,62
<i>TOTAL</i>	11 926,28	10 345,54	1 580,75

Fuente: Intendencia de Energía, con información aportada por ICE

2.3 Liquidación del periodo anterior

En el presente estudio tarifario los montos pendientes por reconocer debido a la diferencia entre las estimaciones y los valores reales para el periodo comprendido de noviembre 2024 y octubre 2025 (ambos inclusive), se detalla a continuación:

Cuadro N° 7

Sistema de generación, ICE: liquidación de noviembre 2024 y octubre 2025, en millones de colones

<i>Partida</i>	<i>Real</i>
<i>Gasto Generación térmica</i>	-34 322,76
<i>Importaciones netas</i>	-26 448,11
<i>Ingresos por CVG</i>	7 677,91
<i>Total</i>	-53 092,96

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

De acuerdo con el cuadro anterior, para el periodo de noviembre 2024 y octubre 2025, se obtuvo importaciones netas (diferencia entre importaciones y exportaciones) de ₡34 322,76 millones, dicho monto expresa que hubo una menor importación que lo

aprobado, por lo tanto, deberá ser reintegrado a favor del usuario, así como un menor gasto en térmico. Lo anterior, sumando todos los demás componentes, da como resultado un saldo neto por devolver a los usuarios de ₡53 092,96 millones.

En función de lo expuesto, en el siguiente cuadro se muestra la integración de los componentes que sustentan el ajuste por concepto de Costo Variable por Generación (CVG):

Cuadro N° 8

Sistema de generación, ICE: gasto variable de generación por componentes, en millones de colones, año 2026.

	Gasto por combustibles	Comercialización de Energía neta en el MER	Liquidación periodo anterior	Costo Variable de Generación
TOTAL	20 399,40	-1 580,75	-53 092,96	-34 274,30

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 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 regional.

Este costo variable por combustible 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, se obtienen los siguientes factores por CVG:

Cuadro N° 9

Sistema de generación, ICE: factor por CVG propuesto, año 2026.

	Ventas en GWh	Ingresos sin CVG en millones de colones	Costo variable de generación en millones de colones	Factor por CVG
TOTAL	11 156,0	441 013,19	-34 274,30	-7,77%

*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 cuánto 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 períodos atrás.

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

Cuadro Nº 10

Sistema de generación, ICE: factor por CVG y componentes, año 2026.

Periodo	Componentes del CVG			Factor CVG
	Gasto por combustibles	Comercialización de energía neta en el MER	Liquidación periodos anterior	
2025	4,63%	-0,36%	-12,04%	-7,77%

* Para este ajuste no aplica concepto por liquidación

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

3. Efecto del CVG sobre el Alumbrado Público.

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, 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° 11

Precio medio de compra del sistema de alumbrado público al sistema de generación del ICE, sin y con CVG, en colones, año 2026.

Tarifa	Precio medio Compra por cada kWh	2026
T-CB	Sin CVG	42,10
	Con CVG	39,52
	Diferencia	-2,58
T-SD	Sin CVG	42,07
	Con CVG	39,31
	Diferencia	-2,76

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 octubre de 2025.

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° 12

Sistema de alumbrado público: compras al ICE generación en GWh y efecto del CVG en millones de colones, por empresa para el año 2026.

Sistema de AP	ICE	CNFL	JASEC	ESPH	C.LESCA	C.GUANACASTE	C.SANTOS	C.ALFARORUIZ
Compras al ICE generación en GWh	152,50	67,06	15,31	7,77	10,35	8,64	4,73	0,41
Efecto del CVG en alumbrado público	-394,09	-173,30	-42,25	-21,45	-28,57	-23,85	-13,04	-1,14

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 noviembre 2024 a octubre 2025 (ambos inclusive). Los datos obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Cuadro Nº 13

Sistema de alumbrado público: liquidación del CVG en millones de colones, por empresa. De noviembre de 2024 a octubre del 2025.

Empresa	Ingresos por CVG	Compras por CVG	Rezago	Saldo por liquidar
ICE	2 573,84	2 535,43	268,39	229,98
CNFL	1 053,18	1 088,35	-18,95	16,22
JASEC	221,68	252,34	13,42	44,08
ESPH	127,89	127,07	7,82	6,99
C.LESCA	171,22	179,03	2,73	10,53
C.GUANACASTE	142,52	112,29	0,22	-30,00
C.SANTOS	75,83	72,97	-1,84	-4,70
C.ALFARORUIZ	2,81	0,21	-3,74	-6,34

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

3.3 Factores por CVG

Una vez obtenidos los montos para ajustar las estructuras de costo 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 2024 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 tal y como se detalla:

- Para ESPH, JASEC, Coopelesca, Coopeguanacaste, Coopesantos y Coopealfaro las tarifas según la resolución RE-0065-IE-2025, la cual está pendiente de publicación en el Diario Oficial La Gaceta.
- Para el ICE las tarifas según la resolución RE-0064-IE-2025, la cual, se publicó se publicó en La Gaceta Nº 226, Alcance Nº 154 del 02 de diciembre del 2025.

- Para el CNFL las tarifas según la resolución RE-0071-IE-2025, 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° 14

Sistema de alumbrado público: ventas netas al abonado final en GWh e ingreso con tarifa sin CVG en millones de colones, por empresa, año 2026.

Sistema de AP	ICE	CNFL	JASEC	ESPH	C.LESCA	C.GUANACASTE	C.SANTOS	C.ALFARORUIZ
Ventas en GWh	TOTAL	3 275,98	3 041,94	569,69	489,63	482,20	622,36	114,29
Ingresos con tarifa sin CVG	TOTAL	9 008,94	9 338,75	1 521,08	1 615,79	1 885,40	1 891,98	401,16

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

A partir del monto que debe reconocerse y el ingreso vigente sin CVG, se pueden calcular los factores CVG para el sistema de alumbrado público. Al respecto, en el siguiente cuadro se muestran los factores CVG que deberán ajustar la estructura de costos sin CVG del sistema de alumbrado público:

Cuadro N° 15

Sistema de alumbrado público: factor por CVG, según empresa, año 2026.

Empresa	Factor CVG 2026
ICE	-1,82%
CNFL	-1,68%
JASEC	0,12%
ESPH	-0,89%
COOPELESCA	-0,96%
COOPEGUANACASTE	-2,85%
COOPESANTOS	-4,42%
COOPEALFARORUIZ	-7,66%

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

4. Efecto del CVG sobre el sistema de distribución

De forma homóloga 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, consecuentemente, es necesario ajustar las tarifas que pagan los abonados de distribución incorporando el efecto del CVG.

Para obtener los factores CVG 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°12).

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° 16

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, año 2026.

Empresa	Total
ICE	-16 681,16
CNFL	-11 366,41
JASEC	-2 033,03
ESPH	-628,06
COOPELESCA	-396,45
COOPEGUANACASTE	-1 188,95
COOPESANTOS	-202,94
COOPEALFARORUIZ	-75,04
Total	-32 572,04

*Nota: El efecto CVG total de esta tabla no incorpora el ajuste correspondiente a la tarifa T-UD
Y no incorporar el efecto de alumbrado público.*

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 noviembre 2024 a octubre del 2025. 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 Nº 17
Sistema de distribución: liquidación del CVG en millones de colones,
por empresa, noviembre 2024 a octubre 2025.

Empresa	Ingresos por CVG	Compras por CVG	Saldo liquidar AP	Rezago	Saldo por liquidar distribución
ICE	93 314,70	93 994,21	2 535,43	997,25	-858,67
CNFL	65 489,30	64 265,92	1 088,35	2 016,17	-295,56
JASEC	10 283,83	10 708,44	252,34	1 328,52	1 500,80
ESPH	8 154,33	6 665,85	127,07	553,78	-1 061,76
C.LESCA	2 806,58	1 369,76	179,03	-18,15	-1 634,00
C.GUANACASTE	7 614,25	5 954,27	112,29	1 030,81	-741,46
C.SANTOS	1 257,30	1 104,56	72,97	-7,77	-233,49
C.ALFARORUIZ	420,04	358,64	0,21	-16,01	-77,61

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 octubre de 2025 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 combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2025 (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 para el año 2026 son:

- *Para ESPH, JASEC, Coopelesca, Coopeguanacaste, Coopesantos y Coopealfaro las tarifas según la resolución RE-0065-IE-2025, la cual, está pendiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta.*
- *Para el ICE las tarifas según la resolución RE-0061-IE-2025, la cual, fue publicada el 26 de noviembre en el Alcance 152 de la Gaceta 223.*
- *Para el CNFL las tarifas según la resolución RE-0070-IE-2025, la cual, está pendiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta.*

A partir de lo anterior, se pueden estimar los ingresos de las empresas distribuidoras de energía sin el CVG y sin alumbrado público, así como los factores por concepto de CVG correspondientes al periodo 2026, tal y como se detalla:

Cuadro N° 18

Sistema de distribución: ingresos por venta de energía a usuario final, en CVG de colones según empresa, año 2026.

<i>Empresa</i>	<i>Total</i>
<i>ICE</i>	<i>391 092,91</i>
<i>CNFL</i>	<i>288 648,25</i>
<i>JASEC</i>	<i>57 336,57</i>
<i>ESPH</i>	<i>48 874,22</i>
<i>COOPELESCA</i>	<i>50 583,10</i>
<i>COOPEGUANACASTE</i>	<i>57 277,81</i>
<i>COOPESANTOS</i>	<i>12 792,60</i>
<i>COOPEALFARORUIZ</i>	<i>2 205,91</i>

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Con la información del monto a reconocer y de los ingresos sin CVG del sistema de distribución según la metodología, se procede a calcular los factores CVG de cada empresa distribuidora según corresponda, para el periodo del 2026, tal y como se detalla:

Cuadro N° 19
Cargo anual por empresa distribuidora de energía, año 2026.

Empresa	Factor CVG 2026
ICE	-4,48%
CNFL	-4,04%
JASEC	-0,93%
ESPH	-3,46%
COOPELESCA	-4,01%
COOPEGUANACASTE	-3,37%
COOPESANTOS	-3,41%
COOPEALFARORUIZ	-6,92%

Fuente: Intendencia Energía, Aresep.

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

[...]

IV. CONCLUSIONES

1. *Se realizó la liquidación correspondiente a los meses de noviembre de 2024 a octubre 2025, ambos inclusive, dando un monto a trasladar a favor de los usuarios ¢53 092,96 millones. Este saldo se explica en lo fundamental, porque el gasto real en las importaciones y generación térmica resultó menor a lo aprobado, generando una diferencia positiva a devolver a los usuarios.*
2. *Para el periodo 2026, se proyecta un gasto en generación térmica de ¢20 399,40 millones y un gasto en importaciones netas de ¢1 580,77 millones. Asimismo, se consideró un monto de ¢53 092.96 de liquidaciones, da un resultado neto de ¢34 274,30 millones a favor de los usuarios.*
3. *Según el análisis obtenido, el factor resultante del CVG para el periodo 2026 es de un -7,77%.*
4. *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. 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 noviembre 2024 a octubre 2025 (ambos meses inclusive).*

5. *La inclusión del efecto anterior en los ingresos vigentes de los servicios de distribución provoca un ajuste propuesto que varía entre un -0,93% para el caso de JASEC y un -6,92% para Coopealfaro.*
6. *Mientras que en el caso de alumbrado público implicaría un porcentaje de ajuste varía entre -7,66% para Coopealfaroruz y 0,12% para JASEC.*
7. *Se recibieron 2 posiciones durante la fase de consulta pública, que consiste en una oposición del Instituto Costarricense de Electricidad y una coadyuvancia de la Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica. Ambas posiciones fueron analizadas y respondidas a detalle. después del periodo de consulta pública, la propuesta inicial no sufre alteraciones.*

[...]

- II. Que, en lo que se refiere a la consulta pública, del informe técnico IN-0160-IE-2025 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

La Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, mediante el oficio IN-0443-DGAU-2025 (corre agregado al expediente), donde se indica que, vencido el plazo establecido en la convocatoria a consulta pública, se recibieron 2 posiciones admitidas y una oposición no admitida presentada por la señora Laura Gutiérrez Scorza, las cuales se detallan a continuación:

1. ***Posición presentada por el ICE, representado por el señor Keiner Arce Guerrero.***

En general el ICE presenta oposición formal en contra de la propuesta de aplicación presentada por Aresep. A continuación, se presenta un resumen de cada argumento presentado por el ICE y su valoración respectiva por parte de la Intendencia de Energía:

Argumento primero:

El ICE solicita que la ARESEP incorpore en los cálculos del factor de CVG para el año 2026, los costos relacionados con las demoras en los barcos que transportaron el combustible requerido para la generación térmica, reportados mediante las notas 5458-009-2025 y 5458-022-2025, por un total de ₡3 268,5 millones.

Respuesta argumento primero:

Al respecto, se aclara que la Intendencia de Energía recibió la información que el ICE envío con respecto a costos reportados por demoras de los barcos que transportan el combustible que fue requerido para la generación térmica. Además, concuerda que la cifra reportada asciende a los ₩3 268,5 millones según las notas 5458-009-2025 y 5458-022-2025.

No obstante, se indica que los costos por demoras de los barcos que transportan el combustible no forman parte explícita de las variables consideradas en los modelos de cálculo definidos en la Resolución RE-0100-JD-2019: “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)”, publicada en La Gaceta N° 97, Alcance N° 118 del 27 de mayo del 2019, modificada parcialmente mediante la Resolución RE-0106-JD-2023: “Modificación de la metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio 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)”, publicada en La Gaceta N°219, Alcance N°233 del 24 de noviembre del 2023.

De acuerdo con el RIOF, en ejercicio de la potestad de organización de la ARESEP, competencia atribuida a la Junta Directiva, entre las funciones de las Intendencias de Regulación se encuentra la responsabilidad de ejecutar la regulación económica y de calidad conforme el bloque de legalidad aplicable, los instrumentos regulatorios y las directrices de la Junta Directiva, además de que fijan directamente los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia, aplicando los modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva. De Forma puntual el RIOF indica:

“Intendencias de Regulación

(...)

Artículo 16. Intendencias de Regulación de Servicios Públicos.

Su superior inmediato es el Regulador General. Cada intendencia está a cargo de un Intendente.

Las intendencias son responsables de ejecutar la regulación económica y de calidad de acuerdo con el bloque de legalidad aplicable y las directrices de la Junta Directiva. Las resoluciones de estas intendencias, en materia regulatoria tienen recurso de revocatoria ante quien las dictó y recurso de apelación y

revisión ante la Junta Directiva. Sus resoluciones administrativas tienen recurso ante el Regulador General.

Las Intendencias de Regulación son las siguientes:

- *Intendencia de Agua*
- *Intendencia de Energía*
- *Intendencia de Transporte*

Artículo 17. Funciones generales de las Intendencias de Regulación

1. Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.

(...)

7. Fiscalizar, como requisito previo a peticiones de los operadores sobre precios, tarifas y tasas, el cumplimiento de las condiciones establecidas en anteriores fijaciones o intervenciones de Aresep.

8. Participar, como parte de equipos designados por el Regulador General, en la elaboración de propuestas de políticas y en la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad.

(...)

10. Emitir el acto administrativo de admisibilidad, rechazo o prevención de requisitos para las gestiones realizadas por los prestadores de los servicios públicos sujetos a la regulación de la Aresep.

(...)

18. Resolver los recursos de revocatoria que se presenten contra sus actos y elevar a conocimiento de la Junta Directiva los recursos de apelación y revisión. (Artículo modificado por acuerdo de Junta Directiva número 5 de sesión ordinaria 49-2014 realizada el 21 de agosto de 2014. Publicado en La Gaceta 164 del 27-08-2014).

25. Todas aquellas otras funciones que le asigne la Junta Directiva o el Regulador General, atinentes a la intendencia.

(...)

En este contexto, considerando que los modelos metodológicos actuales no incorporan de manera explícita otras variables, como es el caso de cargos por demora de embarques de transporte y que las funciones de la Intendencia de Energía se restringen a la fijación directa de precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia, de conformidad con los instrumentos regulatorios aprobados por la Junta Directiva, se advierte que en la actual aplicación bajo el presente expediente (ET-094-2025) no corresponde incluir como parte de la liquidación de datos reales los costos relacionados con las demoras de los barcos que transportan el combustible.

No obstante, se solicita al ICE que, en próximo estudio de carácter ordinario de su sistema de generación, se incorpore en el apartado de gastos no recurrentes de la liquidación del periodo 2025 la cifra reportada en ₡3 268,5 millones, para su consideración por parte del ente regulador.

Después de la valoración anterior se recomienda no aprobar la solicitud del oponente.

Argumento segundo:

El ICE solicita ARESEP considerar el comportamiento de los ingresos a lo largo del año al momento de estimar el cálculo de recuperación de rezago.

Respuesta argumento segundo:

El ICE argumenta que la práctica de distribuir equitativamente el monto total de rezago entre los 12 meses del año se considera técnicamente errónea.

Al respecto, se aclara que el argumento descrito por ICE es válido exclusivamente para la fase de liquidación, considerando que para efectos de proyecciones o fijación de factor CVG, al ser anualizado, la distribución de las cifras totalizadas no es relevante.

Sin embargo, en el caso de la liquidación, lo manifestado por el ICE tiene peso en cuanto la metodología exige se liquiden períodos de últimos 12 meses y no de un año completo. Es decir que para el presente estudio tarifario se liquidan 2 meses del año 2024 (noviembre y diciembre) y 10 meses de 2025 (enero a octubre), tal y como está establecido en la metodología tarifaria.

Al respecto, resulta importante aclarar que la práctica de distribución lineal entre meses para efectos de liquidación no causa ninguna afectación integral, por cuanto en un estudio tarifario se reconocen cifras de los primeros 10 meses del año (enero a octubre) y en el estudio siguiente los restantes 2 meses (noviembre y diciembre). Es decir, siempre que la cifra total reconocida por rezago sea la misma, en la continuidad de las liquidaciones año a año que determina la metodología actual, el impacto es neutral sin importar la distribución de este rezago.

Por otra parte, una distribución lineal y constante a lo largo del año, se considera un mecanismo de mayor comprensión y adopción sencilla para la mayoría de los actores del SEN interesados en dar seguimiento de los procesos de ajuste tarifarios. Es decir, este mecanismo, además de ser neutral, aumenta la transparencia y la asequibilidad.

Debido a lo anterior, se considera que no existe una afectación a los interese de ninguno de los actores del Sistema Eléctrico Nacional, y por lo tanto se recomienda rechazar el argumento del oponente.

Argumento tercero:

El ICE solicita ARESEP se incluya en el cálculo del CVG, el efecto del rezago en la liquidación (enero a octubre 2025), el cual corresponde a la suma de ₡5 223 millones (a favor del ICE), considerando que este periodo la demanda fue menor a la estimada.

Respuesta argumento tercero:

La solicitud del ICE en el tercer argumento debe ser considerada de forma integral con el argumento segundo, por cuanto guardan estrecha relación.

Al ser considerado el rezago de forma lineal a lo largo de los diferentes meses del año (mecanismo que además de ser neutral, aumenta la transparencia y la asequibilidad) y al no realizarse liquidaciones de periodos completos, aplaza para el siguiente periodo de liquidación el diferencial que evidencia el ICE.

El ICE vincula la recuperación del rezago exclusivamente al tema de ingresos: a la elasticidad y comportamiento de la demanda y la estacionalidad del consumo eléctrico. Sin embargo, esto una falacia parcial, ya que la recuperación del rezago resulta de la diferencia de los ingresos y los gastos asociados al CVG (importaciones y combustibles), estos últimos omitidos por completo del argumento del ICE.

Tal como lo muestra el ICE con cifras reales durante los primeros meses del año es de esperar que el gasto sea mayor (en importaciones y gasto térmico), el factor CVG al ser constante a lo largo del año dejará un menor diferencial y por tanto menor recuperación del componente de rezago.

Para los últimos meses del año, es de esperar que el gasto (en importaciones y gasto térmico), disminuya significativamente o sea nulo, y que los ingresos se mantengan, por lo tanto, el diferencial sea mayor y se permita aumentar la recuperación del rezago.

Es decir, es de esperar que en los restantes meses del año 2025 (noviembre y diciembre) que no son liquidados en este tarifario, se presente una mayor recuperación del rezago y esto haga que la cifra solicitada por el ICE (₡5 223 millones) se recupere, disminuya o inclusive se invierta, en el mismo año, sin necesidad de un ajuste tarifario.

Aprobar la solicitud del ICE y reconocer el monto solicitado implica, en esta ocasión, una afectación directa al usuario, afectación que puede tener que revertirse para la próxima liquidación, lo cual sería contrario a la estabilidad de precios del SEN.

Debido a la valoración anterior, se recomienda rechazar la solicitud del opositor.

Argumento cuarto:

El ICE solicita ARESEP que se acepten las justificaciones aportadas en relación con la posibilidad de consulta y transparencia en la información de los ingresos reales por concepto de CVG para los años 2024 y 2025.

Especificamente, solicita que la ARESEP incorpore en el expediente tarifario los archivos faltantes que permitan verificar la congruencia de los ingresos reales, conforme a los principios de transparencia y previsibilidad regulatoria.

Respuesta argumento cuarto:

Al respecto, al argumento presentado por el ICE sobre la consulta y transparencia en la información de los ingresos reales por concepto de CVG para los años 2024 y 2025, se debe aclarar que:

La información sobre la cual solicita acceso el ICE es de cifras reales de los años 2024 y 2025, específicamente de ingresos con CVG e ingresos sin CVG.

En el informe sometido a consulta pública (IN-0152-IE-2025) en el apartado 3.2 liquidación del periodo anterior se aclara: “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 enero a octubre de 2025”

Tanto los ingresos con CVG o sin CVG reales del ICE como del resto de empresas distribuidoras son tomados del reporte RIE-089-2016, dicha información es remitida por el propio ICE y puede ser verificada desde el sistema informativo de ARESEP (SIR).

Por tanto, se rechaza la afirmación del ICE sobre acciones de Aresep que impidan la trazabilidad de la información y vulneración del principio de transparencia y previsibilidad.

Además, se deja constancia de que el ICE en su argumento no evidencia ningún problema de incongruencia o incompatibilidad de cifras. Precisamente, dado que se trata de cifras reales, no se encuentra ninguna complicación técnica para que el ICE compare las cifras presentadas por Aresep y las propias aportadas por el ICE.

Debido a la valoración anterior, se recomienda rechazar la solicitud del opositor.

Argumento quinto:

El ICE solicita ARESEP que reconsidera la estimación del gasto por combustibles fósiles para el año 2026, incorporando en sus cálculos los pronósticos hidrometeorológicos oficiales (ICE y NOAA) y los mantenimientos programados de plantas hidroeléctricas, conforme a la información presentada por el ICE en los requerimientos mensuales, además que se adopte la proyección de gasto por combustibles elaborada por el ICE, sustentada en el modelo de optimización energética SDDP, por reflejar de manera más precisa las condiciones operativas esperadas del Sistema Eléctrico Nacional.

El ICE solicita que se corrija la premisa sobre la incorporación de nueva generación privada en el segundo semestre de 2026, dado que el plan de expansión oficial no contempla nuevas plantas en operación durante ese periodo, salvo la entrada de la planta eólica El Quijote a finales de 2025.

Además, solicita el ICE que se garantice la trazabilidad y transparencia en la estimación del gasto por combustibles, incorporando en el expediente tarifario los insumos y supuestos utilizados por ARESEP para su cálculo, conforme a los principios regulatorios de interés.

Finalmente, que se acoja las estimaciones del ICE por concepto de gasto de combustibles para generación térmica, en el cálculo del CVG ajustando los ingresos del 2026, para evitar un perjuicio a los usuarios en fijaciones futuras, específicamente en el 2027.

Respuesta argumento quinto:

El ICE en descripción de este argumento refiere al cuadro 10 de la fijación del año 2025, mediante Resolución RE-0097-IE-2024, publicada en el Alcance No.204 a la Gaceta No.237 del martes 17 de diciembre del 2024, mismo que se presenta a continuación:

*Cuadro N° 10
Sistema de generación, ICE: factor por CVG y componentes, año 2025.*

Periodo	Componentes del CVG			Factor CVG
	Gasto por combustibles	Comercialización de energía neta en el MER	Liquidación periodos anterior	
2025	16,15%	9,53%	41,92%	67,60%

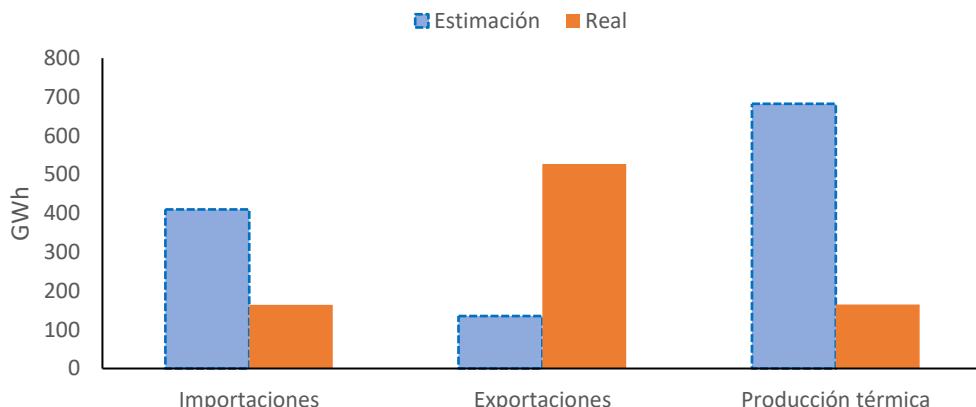
** Para este ajuste no aplica concepto por liquidación*

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

El cuadro anterior permite concluir que el componente de liquidación es el de mayor peso en el factor de CVG del 2025, situación que advierte importantes diferencias entre la estimación aprobada por Aresep y las cifras reales del año 2024 principalmente. Además, se debe aclarar que este componente de liquidación incluye un rezago de periodos anteriores y que no todo se debe a diferencial del 2024.

Ahora bien, si se valoran las proyecciones del presente año, hasta octubre de 2025 que se cuenta con cifras reales, la situación no muestra mejora; es decir, las proyecciones aportadas por el ICE en fijaciones anteriores confirman que el modelo utilizado ha llevado a desvíos significativo respecto a la evolución real de las variables proyectadas. Para esto se presenta el siguiente gráfico:

Comparativo estimaciones y reales de componentes del CVG 2025
Datos en GWh



Fuente: Intendencia de Energía

El gráfico anterior, confirma que para el año 2025 las proyecciones aportadas por el ICE implicaron una sobreestimación de los componentes relacionados a gastos (importaciones y producción térmica) y subestimaron las variables asociadas a ingresos (exportaciones), estas diferencias superan en más del doble de las inicialmente estimadas. En lo esencial, confirma que el modelo de proyección utilizado por el ICE condujo a desviaciones significativas.

Aresep es consciente de la alta variabilidad climática que ha enfrentado nuestro país en los últimos años y de la alta complejidad técnica para reproducir proyecciones certeras, es por esta razón que en la mayoría de las ocasiones fueron aceptadas las estimaciones propuestas del ICE.

Para el presente estudio tarifario, tal como se explicó en los apartados correspondiente Aresep consideró las estimaciones de ICE, así como de las estimaciones de plantas propiedad del resto de empresas distribuidoras y construye escenarios apegados a la ciencia y a la técnica.

Se aclara demás que Aresep sí consideró los mantenimientos de generación programados por el ICE para el 2026, sin embargo, estos no son considerados mantenimientos atípicos a la operación normal de un año del SEN, donde es común encontrar salidas programadas a las esperadas por ICE, sin que esto ocasionará en el pasado, afectaciones como las que estima el ICE.

Por otra parte, es relevante recordar que la metodología del CVG contempla un proceso de liquidación posterior, que permite corregir cualquier desvío entre los valores proyectados y los efectivamente observados, lo que garantiza el reconocimiento de cualquier desvío económico del cálculo y evita perjuicios para la empresa o los usuarios.

Finalmente, el ICE menciona en el plan de expansión de generación presentado por el ICE, no se contempla la entrada en operación de nuevas plantas de generación durante el 2026, con la excepción de la Planta Eólica El Quijote (33 MW, a finales del 2025).

Extraña en gran medida la afirmación anterior por parte del ICE, cuando en información de estudio ordinario presentado tan solo meses atrás (ET-061-2025) presentó documento: "Estimación de las compras de energía a los generadores privados e importaciones y exportaciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)". En este documento se puede apreciar en APÉNDICE No. 1. Montos anuales por planta, la incorporación de las plantas: NUMU; LOS TECALES; COLORADO; LOS MANGOS; LAS CAÑAS; LAS PAVAS; LA MONTOSA; SAN JORGE y MOVASA II.

En dicho ordinario el ICE previó la entrada en operación de estas plantas y solicitó la aprobación por concepto de pago de generadores privados por un monto de ¢4 362 millones, solo en estos generadores nuevos. El gasto reconocido al ICE por parte de Aresep se puede apreciar en la resolución RE-0063-IE-2025 que se publicó en La Gaceta N° 226, Alcance N° 154 del 2 de diciembre del 2025. Dada la afirmación aparentemente incongruente del ICE, se recomienda que Aresep inicie de oficio revisión del caso para tomar las medidas que correspondan.

Considerando la respuesta anterior, se recomienda rechazar la solicitud del opositor.

Argumento sexto:

El ICE solicita ARESEP que utilice proyecciones mensuales de precios de combustibles para el año 2026, en lugar de aplicar un precio fijo para todo el periodo, con el fin de reflejar la volatilidad del mercado internacional y garantizar el cumplimiento del principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593. Además, solicita que se reconozca el costo de flete para el suministro de combustible a las plantas térmicas Guápiles y Orotina, dado que se encuentran fuera de la zona básica definida en las resoluciones RE-0124-IE-2020 y RE-0097-IE-2023 y su exclusión implica una subestimación de los costos reales de operación.

Respuesta argumento sexto:

Con respecto al argumento del oponente se aclara en primera instancia que La metodología vigente del CVG no exige el uso de un mecanismo específico de proyección, ni requiere la adopción de precios mensuales de combustibles. En este sentido, la utilización por parte del regulador del último precio vigente fijo para el periodo constituye una aproximación técnicamente válida, especialmente considerando que:

- *Los precios internacionales de combustibles exhiben un comportamiento altamente volátil y compatible con procesos estocásticos de caminata aleatoria.*
- *En procesos de caminata aleatoria, es válido utilizar mejor el valor actual o el promedio reciente, por lo que la propuesta de la empresa no incrementa la precisión esperada del cálculo, sino que introduce una mayor sensibilidad a supuestos especulativos.*

Adicionalmente, y de manera relevante, la metodología del CVG contempla un proceso de liquidación posterior, que permite corregir cualquier desvío entre los valores proyectados y los efectivamente observados, lo que garantiza el reconocimiento de cualquier desvío que se registre, mecanismo que permite evitar afectaciones, sean a favor de la empresa o los usuarios.

Por tanto, aun cuando los precios reales difieran de los proyectados, el mecanismo de liquidación corrige tales diferencias.

Sobre el reconocimiento del costo de flete, el modelo regulatorio asigna la producción térmica priorizando plantas más eficientes en términos operativos.

Dado lo anterior, solo se incorporan fletes en la medida en que las plantas respectivas se encuentren dentro del despacho eficiente simulado.

Además, cualquier diferencia entre la generación esperada y la real —incluyendo el uso mayor o menor de plantas menos eficientes y sus costos logísticos asociados— se ajusta igualmente mediante el proceso de liquidación, sin afectar la suficiencia financiera del regulado.

Considerando la respuesta anterior, se recomienda rechazar la solicitud del opositor.

Argumento séptimo:

El ICE solicita ARESEP que se adopten las proyecciones de importaciones netas de electricidad elaboradas por el ICE, las cuales consideran la necesidad de complementar la generación térmica durante los meses de menor disponibilidad hídrica y los mantenimientos programados, asegurando así una estimación coherente con la realidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional.

Además, solicita que se acoja las estimaciones del ICE por concepto de importaciones netas, en el cálculo del CVG ajustando los ingresos del 2026, para evitar un perjuicio a los usuarios en fijaciones futuras, específicamente en el 2027.

Respuesta argumento séptimo:

Respecto al argumento adopción integral de las proyecciones de importaciones netas de electricidad elaboradas por el ICE, la respuesta debe vincularse con la respuesta al argumento quinto.

En dicho argumento se explican las deficiencias comprobadas de los modelos de estimación realizados por el ICE en los últimos años.

Puntualmente en el caso de importaciones, para el periodo enero-octubre de 2025 el ICE estimó un gasto superior a los 47 mil millones de colones, mientras que la cifra real no superó los 15 mil millones de colones, es decir una sobreestimación de más de 3 veces.

En el caso de las exportaciones el ICE estima una exportación para el 2026 de 59,8 GWh lo cual sería la exportación más baja de los últimos 10 años, incluido acá el año 2023 que fue un año atípico sumamente seco y que fue necesario una importación de energía y una producción térmica sumamente alta con respecto al promedio, precisamente en este año 2023, la exportación de energía real al MER fue de 108 GWh, lo que sería casi el doble de lo que proyecta el ICE para el 2026. Para una debacle de esta magnitud en las exportaciones anuales, el ICE no presenta una justificación que se iguale en peso.

Además, se recuerda que en información de estudio ordinario presentado tan solo meses atrás (ET-061-2025), el ICE presentó documento: "Estimación de las compras de energía a los generadores privados e importaciones y exportaciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)". En este documento se puede apreciar en APÉNDICE No. 1. Montos anuales por planta, la incorporación de las plantas: NUMU; LOS TECALES; COLORADO; LOS MANGOS; LAS CAÑAS; LAS PAVAS; LA MONTOSA; SAN JORGE y MOVASA II. Es de esperar que la generación de estas plantas contribuya a mejorar la participación del ICE en el MER.

Considerando la respuesta anterior, se recomienda rechazar la solicitud del opositor.

Argumento octavo:

El ICE solicita ARESEP que la ARESEP elabore una proyección técnicamente válida, ello a partir de las técnicas estadísticas, económicas o econométricas robustas existentes para este tipo de proyecciones y en caso de no contar con una metodología robusta como lo amerita este tipo de proyecciones, se utilicen los datos proyectados por el ICE dado que, están basados en técnicas econométricas comprobadas y respaldados por fuentes externas altamente confiables y referentes en el ámbito económico, como lo son CFS Capital, Bloomberg, entre otros.

Respuesta argumento octavo:

Realizado el análisis técnico de lo manifestado por el ICE, se advierte que los argumentos presentados por el ICE no desvirtúan la validez de la proyección de tipo de cambio utilizada por el Ente Regulador. El tipo de cambio costarricense opera bajo un régimen de flotación administrada y su serie cumple propiedades compatibles con un proceso de caminata aleatoria, fenómeno ampliamente documentado en la teoría estadística.

Bajo este comportamiento estocástico, ningún modelo puede considerarse superior en capacidad predictiva en horizontes de corto plazo, que el tipo de cambio no repita valores no implica que un regulador no pueda usar un valor fijo como proyección neutral.

Así las cosas, el Regulador no está suponiendo un crecimiento lineal. Está aplicando un valor fijo como mejor estimador insesgado, lo cual es muy diferente a asumir una tendencia lineal.

En lo que respecta a la estacionalidad, esta solo afecta la proyección si es determinista, estable y explotable, lo cual no ocurre en el tipo de cambio costarricense.

Finalmente, se le recuerda al regulado que la metodología tarifaria vigente no prevé un modelo de estimación específico y, por el contrario, si considera un proceso de liquidación para ajustar desviaciones de variables en ajustes posteriores.

Bajo el contexto anterior, no hay fundamento para afirmar que existe una tendencia que el Regulador ignora, y tampoco fundamento para exigir un modelo complejo si el valor actual ya es estadísticamente óptimo como proyección. Por lo tanto, se recomienda rechazar la solicitud del opositor.

2. Posición presentada por la Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Sergio José Capón Brenes

En general la CICR presenta coadyuvancia formal a favor de la propuesta de aplicación presentada por Aresep. A continuación, se presenta un resumen de cada argumento presentado por y su valoración respectiva por parte de la Intendencia de Energía:

Argumento:

La CICR solicita a Aresep que se ratifique la estimación propuesta sobre la generación térmica para el año 2026, por ser técnicamente sólida, ajustada a la realidad operativa del SEN y consistente con los principios de eficiencia y racionalidad económica. Ello implica desestimar las proyecciones térmicas del ICE ya que resultan superiores a las necesidades reales de generación térmica.

Además, solicita se confirmen las rebajas tarifarias resultantes para las empresas distribuidoras, en tanto derivan directamente de la aplicación correcta de la metodología vigente y generan un impacto positivo en la competitividad del país, beneficiando a hogares, comercios e industria. Esto implica que se rechace cualquier intento de reconocer costos adicionales o sobreestimados, especialmente aquellos vinculados a generación térmica no requerida o incongruente con el comportamiento efectivo del mercado eléctrico o con la evidencia histórica de liquidaciones del CVG.

Respuesta argumento:

Dentro de las razones que justifican la coadyuvancia enviada por la CICR se rescata que luego de la valoración realizada por el equipo técnico de la CICR concluyen que la magnitud del ajuste propuesto en las tarifas del sistema de generación del ICE y de todos los sistemas de distribución y alumbrado público que conforman el SEN, es razonable.

CICR plantea que las proyecciones de Aresep consideran la disponibilidad efectiva de plantas renovables, el comportamiento histórico del aporte hidráulico, geotérmico y eólico; el precio actualizado de los combustibles; los factores de eficiencia y rendimiento térmico y finalmente las condiciones reales del mercado regional.

Con respecto a las liquidaciones de CVG de períodos anteriores la CICR confirma de forma categórica que el gasto real se ha desviado estimaciones iniciales presentadas por el ICE y que estas presentan un margen considerable de incertidumbre y, en no pocas ocasiones, una sobreestimación de sus costos variables de generación, lo que afecta directamente la tarifa reconocida al usuario final.

Con esto, la CICR concluye que la propuesta de Aresep no solo es razonable, sino que es obligatorio desde el punto de vista metodológico y legal.

La CICR presenta valoraciones estadísticas a nivel comparativo de tarifas entre las diferentes categorías tarifarias y sectores de consumo, y pondera la relevancia de la propuesta tarifaria para contribuir a la competitividad del país particularmente para el sector industrial.

Menciona la CICR que el ajuste tarifario ingresa en un contexto macroeconómico en el que la industria enfrenta presiones asociadas al tipo de cambio, al costo del crédito y a la desaceleración e incertidumbre del comercio global. De hecho, el Banco Central ha advertido sobre la sensibilidad de la economía ante choques externos y sobre la importancia de preservar condiciones que favorezcan la inversión y la actividad productiva.

De esta forma, Aresep agradece a la CICR por la valoración detallada e integral de la propuesta tarifaria, la comprobación de cálculos tanto a nivel de liquidación como de proyecciones, así como la cuantificación del impacto de la propuesta para el fortalecimiento de la competitividad económica del país.

Aresep confirma su compromiso con todos los actores de interés del SE de velar por el desarrollo y aplicación de metodología actualizadas y vinculantes con la estabilidad tarifaria, la eficiencia operativa, la mejora de la calidad del servicio brindado a todos los sectores de consumo del país.

[...]

- 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 por empresa para el periodo de 2026 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; tal y como se dispone:

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

- I. Establecer los siguientes factores CVG por empresa para el periodo de 2026 aplicables a la estructura de costos sin costo variable de generación de cada una de ellas:

ICE-Generación

Anual	Factor CVG
<u>2026</u>	<u>-7,77%</u>

Sistemas de Distribución:

Empresa	Factor CVG 2026
ICE	-4,48%
CNFL	-4,04%
JASEC	-0,93%
ESPH	-3,46%
COOPELESCA	-4,01%
COOPEGUANACASTE	-3,37%
COOPESANTOS	-3,41%
COOPEALFARORUIZ	-6,92%

Sistemas de Alumbrado público:

Empresa	Factor CVG 2026
ICE	-1,82%
CNFL	-1,68%
JASEC	0,12%
ESPH	-0,89%
COOPELESCA	-0,96%
COOPEGUANACASTE	-2,85%
COOPESANTOS	-4,42%
COOPEALFARORUIZ	-7,66%

- 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	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	39,95	-3,10	36,85
Periodo Valle	cada kWh	32,74	-2,54	30,20
Periodo Noche	cada kWh	27,79	-2,16	25,63
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	cada kW	2 119,17	-164,66	1 954,51
Periodo Valle	cada kW	2 119,17	-164,66	1 954,51
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00	0,00
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	39,44	-3,06	36,38
Periodo Valle	cada kWh	32,30	-2,51	29,79
Periodo Noche	cada kWh	27,62	-2,15	25,47
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	cada kW	2 119,17	-164,66	1 954,51
Periodo Valle	cada kW	2 119,17	-164,66	1 954,51
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00	0,00
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	0,046	-0,004	0,042
Periodo Valle	cada kWh	0,039	-0,003	0,036
Periodo Noche	cada kWh	0,032	-0,002	0,030
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	cada kW	2,466	-0,192	2,274
Periodo Valle	cada kW	2,466	-0,192	2,274
Periodo Noche	cada kW			

Tarifa T-CB Ventas a ICE y CNFL

Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en media tensión a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S. A. y al servicio de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad.

Características del servicio: Medición: Un sistema integral compuesto por los sistemas de medición, a media tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicados en los puntos de entrega (barras de media tensión de subestaciones en transmisión del ICE) a la CNFL, S.A. y al servicio de distribución del ICE.

Disponibilidad: En barras de media tensión en subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en media tensión a la Junta Administrativa Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.

B. Características del servicio: Medición: Un sistema integral compuesto por los sistemas de medición, a media tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicados en los puntos de entrega (barras de media tensión de subestaciones de transmisión del ICE) a la Junta Administrativa Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.

Disponibilidad: En barras de media tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

Tarifa T-UD Abonados directos del servicio de generación.

Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en alta tensión a clientes directos del servicio de generación del ICE.

Para clientes conectados en media tensión, pero con un uso de energía específico para el desarrollo de una economía de hidrógeno verde en Costa Rica, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo N° 43366MINAE, Política para el aprovechamiento de los recursos excedentes en el Sistema Eléctrico Nacional para el desarrollo de una economía de hidrógeno.

Esta tarifa establece precios máximos. Para efectos de facturación del consumo de energía y potencia pueden aplicarse precios inferiores a los máximos y hasta los máximos inclusive, siempre que esta aplicación cumpla con los lineamientos establecidos en la resolución RE-0012-JD-2024, la resolución RE-0120-JD-2025 o la norma que las sustituya.

Características del servicio: **Medición:** Un sistema de medición, a alta tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barra de alta tensión de subestaciones de transmisión del ICE).

Disponibilidad: En las barras de alta tensión de subestaciones de transmisión de Instituto Costarricense de Electricidad.

Disposiciones Generales:

1. Demanda de potencia a facturar:

La demanda de potencia a facturar a las empresas distribuidoras con generación propia será la diferencia algebraica, entre la suma de las potencias demandadas por la empresa distribuidora en los puntos en que sus redes retiran la energía de la red de transmisión del ICE y la suma de las potencias suplidadas a las redes del ICE, por los

generadores propiedad de la empresa distribuidora, registradas en idénticos períodos de integración.

Para efectos de lo anterior, los equipos de medición deberán de operarse en forma sincronizada y con las características señaladas en el Capítulo XII y artículo 47 de la norma técnica AR-NT-SUMEL "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica".

En caso de falla del medidor oficial, se utilizarán las lecturas del medidor de respaldo. En caso de falla del medidor de respaldo, se podrá utilizar las lecturas del medidor de verificación de la empresa Distribuidora siempre y cuando se demuestre que está debidamente calibrado.

Para efectos de facturación no se tomarán en cuenta única y exclusivamente, aquellas demandas máximas registradas donde la(s) planta(s) de generación de la empresa distribuidora está(n) fuera de línea por causas atribuibles a eventos del Sistema Eléctrico Nacional o el Sistema Eléctrico Regional y donde es comprobable técnicamente que la empresa distribuidora no es responsable.

2. Definición de períodos horarios

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente.

3. Operación en paralelo.

Los abonados en alta tensión, que operan en paralelo con la red del ICE, con generadores síncronos propiedad de su propiedad ubicados en sus instalaciones, con el propósito de alimentar cargas propias en el mismo sitio, deben disponer en el punto de interconexión del cliente con el ICE, de las protecciones correspondientes que aseguren, tanto la no afectación de la gestión de la empresa eléctrica, como la integridad del equipo y bienes del cliente, de conformidad con lo establecido en los Capítulos VI, VII y VIII de la norma técnica regulatoria AR-NT-POASEN "Planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional".

4. Cargos Adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por transmisión ni el impuesto de ventas.

- 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	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-RE: tarifa residencial o demandas inferiores a 10 kW				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-140	Cargo fijo cada kWh	1 201,25 58,77	-53,82 -2,63	1 147,43 56,14
Bloque 141-195	Cargo fijo cada kWh	2 265,21 66,45	-101,48 -2,98	2 163,73 63,47
Bloque 196-250	Cargo fijo cada kWh	3 358,59 77,25	-150,46 -3,46	3 208,13 73,79
Bloque 251-370	Cargo fijo cada kWh	4 128,37 89,80	-184,95 -4,02	3 943,42 85,78
Bloque 371 y más	Cargo fijo cada kWh	8 295,95 104,38	-371,66 -4,68	7 924,29 99,70
o demandas superiores a 10 kW				
Por consumo de energía (kWh)	Cargo fijo cada kWh	8 295,95 62,47	-371,66 -2,80	7 924,29 59,67
<u>Por consumo de Potencia (kW)</u>	cada kW	10 324,20	-462,52	9 861,68
► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria				
Para demandas inferiores a 10 kW				
Por consumo de energía (kWh)				
Periodo Punta	Cargo fijo cada kWh	135,89	-6,09	129,80
Periodo Valle	cada kWh	93,37	-4,18	89,19
Periodo Noche	cada kWh	68,12	-3,05	65,07
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago				
Para demandas inferiores a 10 kW				
Por consumo de energía (kWh)				
Bloque 0-140	cargo fijo cada kWh	1 201,25 58,77	-53,82 -2,63	1 147,43 56,14
Bloque 141-195	cargo fijo cada kWh	2 265,21 66,45	-101,48 -2,98	2 163,73 63,47
Bloque 196-250	cargo fijo cada kWh	3 358,59 77,25	-150,46 -3,46	3 208,13 73,79
Bloque 251-370	cargo fijo cada kWh	4 128,37 89,80	-184,95 -4,02	3 943,42 85,78
Bloque 371 y más	cargo fijo cada kWh	8 295,95 104,38	-371,66 -4,68	7 924,29 99,70
► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	104,38	-4,68	99,70
o Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	62,47	-2,80	59,67
Por consumo de potencia (kW)	cada kW	10 324,20	-462,52	9 861,68
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	104,38	-4,68	99,70
o Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	62,47	-2,80	59,67
Por consumo de potencia (kW)	cada kW	10 324,20	-462,52	9 861,68
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	88,74	-3,98	84,76
o Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	53,10	-2,38	50,72
Por consumo de potencia (kW)	cada kW	8 775,55	-393,14	8 382,41

Continuación...

ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	54,25	-2,43	51,82
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	50,22	-2,25	47,97
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	20,15	-0,90	19,25
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	18,65	-0,83	17,82
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	12,41	-0,56	11,85
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	11,49	-0,52	10,97
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada Kw	8 802,56	-394,35	8 408,21
Periodo Punta (mínimo)	cada Kw	8 149,41	-365,09	7 784,32
Periodo Valle (máxima)	cada Kw	6 146,07	-275,34	5 870,73
Periodo Valle (mínima)	cada Kw	5 690,03	-254,91	5 435,12
Periodo Noche (máxima)	cada Kw	3 936,69	-176,36	3 760,33
Periodo Noche (mínimo)	cada Kw	3 644,59	-163,28	3 481,31
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	98,46	-4,41	94,05
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	91,15	-4,08	87,07
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	33,83	-1,52	32,31
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	31,32	-1,40	29,92
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	21,73	-0,97	20,76
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	20,12	-0,90	19,22
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada Kw	2 891,51	-129,54	2 761,97
Periodo Punta (mínimo)	cada Kw	2 676,96	-119,93	2 557,03
Periodo Valle (máxima)	cada Kw	2 018,54	-90,43	1 928,11
Periodo Valle (mínima)	cada Kw	1 868,76	-83,72	1 785,04
Periodo Noche (máxima)	cada Kw	1 293,52	-57,95	1 235,57
Periodo Noche (mínimo)	cada Kw	1 197,54	-53,65	1 143,89
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida				
Por minuto de recarga	Cada ¢/min	126	126	126
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos				
Consumo de Energía	Cada kWh	41,95	41,95	41,95
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución				
Por Energía transportada	Cada kWh	1,34	1,34	1,34
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso				
	Cada kWh	25	25	25
► Tarifa T-TCVE: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía				
Periodo Punta	Cada kWh	55,19	55,19	55,19
Periodo Valle	Cada kWh	41,69	41,69	41,69
Periodo Noche	Cada kWh	27,13	27,13	27,13
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos				
Por kW instalado	Cada kW	255	255	255
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión excedentes de energía (colones/kWh)				
Etapa 1	Cargo fijo	18 682	18 682	18 682
Etapa 2	Cargo fijo	136 216	136 216	136 216
Etapa 3	Cargo fijo	134 662	134 662	134 662
Etapa 4	Cargo fijo	96 754	96 754	96 754

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa residencial horaria T-RH

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas. Esta tarifa aplica exclusivamente para el sector residencial con demandas inferiores a los 10 kW.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

C. Sistema de medición: Un único sistema cuyo medidor es multitarifario.

D. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, exceptuando estás horas registradas los sábados y domingos, exclusivamente para esta tarifa.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. Incluye las horas del periodo punta registradas los sábados y domingos, exclusivamente para esta tarifa.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente.

E. Disposiciones generales

En el caso de abonados que se encuentren en generación distribuida la energía que aporte a la red de distribución, se le deberá reconocer en el mismo periodo en que fue entregada. El monto correspondiente al cargo fijo deberá estar en función del respectivo bloque de consumo.

Tarifa residencial modalidad prepago (T-RP)

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas. Esta tarifa aplica exclusivamente para el sector residencial con demandas inferiores a los 10 kW.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

D. Disposiciones generales

El abonado ingresa/sale de forma voluntaria a la tarifa T-RP, siempre que cumpla con los requisitos administrativos que considere pertinentes la empresa distribuidora que brinda el servicio, o el abonado que sea clasificado como “moroso de alta reincidencia” accederá de forma automática a la modalidad prepago, y se mantendrá en esta por un periodo mínimo de 12 meses, posterior a este periodo el abonado podrá solicitar el cambio si lo desea.

Será necesaria la definición del concepto de “moroso de alta reincidencia” en la norma técnica pertinente emitida por la Intendencia de Energía de Aresep para que el distribuidor tenga la potestad de realizar el proceso de cambio automático.

El cargo mínimo mensual deberá ser cancelado por el usuario en la primera recarga de cada mes y será acumulativa en el caso de que un usuario no realice ni una sola recarga durante un mes calendario.

La empresa distribuidora podrá definir un monto mínimo de recarga (para las recargas posteriores a la primera recarga mensual, donde el abonado deberá al menos cancelar el cargo mínimo vigente), sin embargo, este monto no deberá ser superior al equivalente del costo de 15 kWh.

Al finalizar el periodo de un mes calendario, el distribuidor debe emitir y entregar una factura al abonado de modalidad prepago, en la que se indique el consumo y cobro acumulado mensual, de la misma forma que la factura convencional pospago y su comparativo con el pago realizado mediante la modalidad prepago.

En caso de existir un saldo a favor del abonado deberá valer como un crédito para adquirir energía o cancelar el cargo fijo del próximo periodo.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de las siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: centros de enseñanza preescolar, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa pública. Los restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centro de fotocopiado y otros, aun cuando se hallen a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa, debiendo ubicarse dentro de la que les corresponda.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa; cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Atención de indigentes y drogadictos: establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizadas expresamente para los fines citados.

Salud: Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.

Personas con soporte ventilatorio domiciliar por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Abonados o usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria (kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MTb Media tensión b.

A. Aplicación:

- Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios). Para acceder a esta tarifa debieron consumir como mínimo 1 000 000 kWh/mes de energía y 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses del último año calendario y deben comprometerse consumir como mínimo 1 000 000 kWh/mes de energía y 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses del siguiente año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.
- Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.
- Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.

- Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa máxima aplicable sobre la energía autoabastecida del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo la energía autoabastecida como el consumo natural menos la energía que le compra a la empresa distribuidora.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categoría y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (cargo por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas consecutivas en los últimos doce meses. Este abonado deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así consuma menos de los 3000 kWh, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su consumo sea menor a los 3000kWh, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (cargo por energía), de la tarifa residencial T-RE, será reclasificado al bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su demanda máxima mensual exceda los 10 kW en al menos una ocasión y deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así demande menos de los 10 kW, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su demanda máxima sea menor a los 10 kW, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

A los abonados de la tarifa residencial del bloque de consumo binómico se les facturará como cargo mínimo 10 kW de potencia.

2. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 40 kWh, en los casos que el cliente consuma los 40 kWh o menos.

En el caso de las tarifas MT y MTb, al cargo mínimo se le aplicará el precio del periodo punta.

Las tarifas del sector residencial (T-RE, T-RH y T-RP) no aplica el cobro del cargo mínimo ya que cancelan cargo fijo.

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda por facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al pliego tarifario vigente.

Los abonados que poseen recursos energéticos distribuidos y cuenten con una facturación monómica (servicios sin facturación de demanda), requieren de un medidor de generación para efectos del cobro de la tarifa de acceso.

Los servicios con facturación de demanda (binómicos) no requieren un medidor de generación. La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función de la energía autoabastecida (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por la diferencia entre el consumo natural y la energía que le compra el abonado productor a la empresa distribuidora.

Los límites mínimos de consumo, en los servicios de facturación binómica que posean recursos energéticos distribuidos no aplicarán a menos que el cliente lo solicite, en cuyo caso pasarán a estructura monómica y aplicará el cobro de la tarifa de acceso. En el caso de los servicios con facturación monómica que posean los abonados con recursos energéticos distribuidos, estos podrán pasar a una tarifa binómica de manera voluntaria. Todo abonado con facturación binómica no está sujeto al cobro de la tarifa de acceso.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL.

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

CNFL Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	1 818,30	-73,50	1 744,80
Bloque 31-200	cada kWh	60,61	-2,45	58,16
Bloque 201-300	cada kWh	93,00	-3,76	89,24
Bloque 301 y más	kWh adicional	96,15	-3,88	92,27
► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria				
○ Clientes consumo de 0 a 500 kWh				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta	cada kWh	140,29	-5,67	134,62
Periodo Valle	cada kWh	57,51	-2,32	55,19
Periodo Noche	cada kWh	24,07	-0,97	23,10
○ Clientes consumo más de 500 kWh				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta	cada kWh	173,47	-7,01	166,46
Periodo Valle	cada kWh	70,00	-2,83	67,17
Periodo Noche	cada kWh	32,40	-1,31	31,09
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	1 818,30	-73,50	1 744,80
Bloque 31-200	cada kWh	60,61	-2,45	58,16
Bloque 201-300	cada kWh	93,00	-3,76	89,24
Bloque 301 y más	kWh adicional	96,15	-3,88	92,27
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	102,42	-4,14	98,28
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	185 010,00	-7 470,00	177 540,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	61,67	-2,49	59,18
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	82 218,08	-3 321,60	78 896,48
Bloque 9 y más	cada kW	10 277,26	-415,20	9 862,06
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	102,42	-4,14	98,28
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	185 010,00	-7 470,00	177 540,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	61,67	-2,49	59,18
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	82 218,08	-3 321,60	78 896,48
Bloque 9 y más	cada kW	10 277,26	-415,20	9 862,06
► Tarifa T-PR: Tarifa promocional				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	102,42	-4,14	98,28
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	185 010,00	-7 470,00	177 540,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	61,67	-2,49	59,18
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	82 218,08	-3 321,60	78 896,48
Bloque 9 y más	cada kW	10 277,26	-415,20	9 862,06

Continuación...

CNFL Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	68,97	-2,79	66,18
○ Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh)				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	119 130,00	-4 800,00	114 330,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	39,71	-1,60	38,11
Por consumo de potencia (kW)				
Bloque 0-8	Cargo fijo	51 439,60	-2 078,16	49 361,44
Bloque 9 y más	cada kW	6 429,95	-259,77	6 170,18
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
Por consumo de energía (kWh)				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	52,25	-2,11	50,14
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	49,85	-2,01	47,84
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	26,11	-1,05	25,06
Periodo Valle (mínimo)	cada kWh	24,91	-1,00	23,91
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	18,81	-0,76	18,05
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	17,95	-0,73	17,22
Por consumo de potencia (kW)				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	9 161,61	-370,13	8 791,48
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	8 741,09	-353,14	8 387,95
Periodo Valle (máxima)	cada kW	6 518,79	-263,36	6 255,43
Periodo Valle (mínimo)	cada kW	6 219,58	-251,27	5 968,31
Periodo Noche (máxima)	cada kW	4 138,23	-167,18	3 971,05
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	3 948,29	-159,52	3 788,77
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b				
Por consumo de energía (kWh)				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	99,12	-4,00	95,12
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	94,57	-3,82	90,75
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	34,05	-1,38	32,67
Periodo Valle (mínimo)	cada kWh	32,49	-1,32	31,17
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	21,87	-0,88	20,99
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	20,87	-0,85	20,02
Por consumo de potencia (kW)				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 911,19	-117,61	2 793,58
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 777,57	-112,22	2 665,35
Periodo Valle (máxima)	cada kW	2 032,29	-82,10	1 950,19
Periodo Valle (mínimo)	cada kW	1 939,01	-78,34	1 860,67
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 302,32	-52,61	1 249,71
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	1 242,54	-50,20	1 192,34
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida				
Por minuto de recarga	Cada ¢/min	126	126	126
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos				
Consumo de Energía	Cada kWh	41,95	41,95	41,95
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución				
Por Energía transportada	Cada kWh	1,73	1,73	1,73
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso				
	Cada kWh	25,67	25,67	25,67
► Tarifa T-TCVE: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía				
Periodo Punta	Cada kWh	56,17	56,17	56,17
Periodo Valle	Cada kWh	42,14	42,14	42,14
Periodo Noche	Cada kWh	27,79	27,79	27,79
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos				
Por kW instalado	Cada kW	305	305	305
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión excedentes de energía (colones/kWh)				
Etapa 1	Cargo fijo	7 369	7 369	7 369
Etapa 2	Cargo fijo	83 190	83 190	83 190
Etapa 3	Cargo fijo	93 186	93 186	93 186
Etapa 4	Cargo fijo	49 580	49 580	49 580

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, B3 y B4 o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

T-REH: Residencial horaria

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Para ingresar a la tarifa por primera vez se requiere un consumo mensual de 200 kWh o más, sostenidamente durante seis meses. Una vez que ingrese a la tarifa debe mantenerse el consumo al menos diez meses al año, de no cumplir con el compromiso de consumo se les clasificará como tarifa residencial

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, B3 y B4 o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

C. Sistema de medición: Un único sistema cuyo medidor es multitarifario.

D. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, exceptuando estás horas registradas los sábados y domingos, exclusivamente para esta tarifa.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. Incluye las horas del periodo punta registradas los sábados y domingos, exclusivamente para esta tarifa.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión y clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos en media o baja tensión clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de los siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: jardines de niños, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centro de fotocopiado etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa; cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizadas expresamente para los fines citados

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Atención de indigentes y drogadictos: establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Personas con soporte ventilatorio domiciliar por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Abonados que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otro centro hospitalario equivalente.

Salud: Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-PR: Promocional

A.-Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos con consumos mensuales mayores que 3 000 kWh, bajo contrato con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales y al que se considera renovado a su vencimiento si ambas partes no hacen indicación de lo contrario tres meses antes de su vencimiento.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8., conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

C.-Cargo por demanda: La demanda a facturar será la máxima demanda de potencia en kW, para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes, que se registre entre las 10:00 y las 12:30 horas o entre las 17:30 y las 20:00 horas (horas punta), siempre y cuando la potencia registrada en las horas pico sea al menos un 80% menor que la potencia máxima del período. De no cumplirse con las condiciones antes mencionadas, la demanda a facturar será la demanda de potencia más alta registrada en el período de facturación, independientemente de la hora en que se registre.

Para la determinación de la demanda a facturar, no se tomarán en cuenta para, las demandas registradas los días sábados, domingos y los días feriados; estos últimos de conformidad con lo que establece el artículo 148 del Código de Trabajo y su reforma, según la ley 8442, lo anterior aplica solamente a los feriados de pago obligatorio.

Tarifa T-MT: Media tensión.

A. Aplicación: Tarifa opcional para el de suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de

diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la CNFL de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MTb Media tensión b.

A. Aplicación:

Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión, sujeta a revisiones en posteriores solicitudes tarifarias, bajo contrato, con una vigencia mínima de un año, prorrogable por periodos anuales, debiendo comprometerse el cliente a consumir 1 000 000 kWh por mes y 2 000 kW por mes en al menos 10 de los últimos doce meses, así como comprometerse como mínimo a mantener el consumo histórico.

Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.

Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con el requerimiento de consumo.

Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.

Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los consumos nuevos de descarbonización, es decir consumos nuevos de electricidad que sustituyen consumos energéticos basados en combustibles fósiles.

Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la CNFL de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa máxima aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto, será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria ARNTSUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categorías y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (cargo por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas consecutivas en los últimos doce meses.

2. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el consumo natural en el periodo de medición o bloque horario, entendiendo el consumo natural como el consumo total de un usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional) (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá del consumo natural o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de

consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función del consumo natural de energía (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por el consumo natural.

Los servicios con generación distribuida que estén en una tarifa monómica y deseen pasarse de modo voluntario a una tarifa binómica pese a que su consumo natural sea menor al límite establecido para tales efectos, podrán solicitar a la empresa distribuidora el cambio respectivo, de mutuo acuerdo y con la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora, se podrá realizar la modificación solicitada, a fin de que dichos servicios puedan pagar en función de su energía y potencia correspondiente.

La respectiva aprobación por parte de la Aresep se deberá realizar por medio de la misma resolución que fija la tarifa de acceso, de este modo se faculta a la Intendencia de Energía, o la dependencia encargada de fijar las tarifas, para que modifique el pliego tarifario, a fin de que establezca con claridad los nuevos límites de energía, potencia y traslado entre bloques que se utilizarán en la facturación binómica de los clientes con generación distribuida que de modo voluntario y por mutuo acuerdo desean la flexibilización de dichas condiciones.

En función de lo anterior, la empresa distribuidora deberá incluir en el estudio tarifario, la propuesta de modificación de límites para las tarifas correspondientes, con la respectiva justificación y detalles técnicos, además deberá aportar el consentimiento firmado por los clientes que posean servicios con generación distribuida y que desean el cambio voluntario, donde se evidencie su anuencia y que están de acuerdo con las nuevas condiciones.

Estas nuevas condiciones aplicarán para los clientes que remitieron su consentimiento en el estudio tarifario, sin embargo, en el caso de los clientes con servicios distribuidos que firmen nuevos contratos (posteriores al estudio tarifario), podrán acogerse voluntariamente a los límites flexibilizados que se aprobaron en la fijación tarifaria vigente al momento de suscribir el nuevo contrato, para lo cual sólo deberán firmar el consentimiento correspondiente, y posteriormente remitirlo a la Aresep para su conocimiento.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

JASEC Sistema de distribución	Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-30	1 880,70	-17,40	1 863,30
Bloque 31-200	62,69	-0,58	62,11
Bloque 201 y más	76,73	-0,71	76,02
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-30	1 880,70	-17,40	1 863,30
Bloque 31-200	62,69	-0,58	62,11
Bloque 201 y más	76,73	-0,71	76,02
► Tarifa T-CO: comercios y servicios			
<input type="radio"/> Cientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	88,61	-0,82	87,79
<input type="radio"/> Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	158 880,00	-1 470,00	157 410,00
Bloque 3001 y más	52,96	-0,49	52,47
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	66 277,84	-616,40	65 661,44
Bloque 9 y más	8 284,73	-77,05	8 207,68
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
<input type="radio"/> Cientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	88,61	-0,82	87,79
<input type="radio"/> Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	158 880,00	-1 470,00	157 410,00
Bloque 3001 y más	52,96	-0,49	52,47
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	66 277,84	-616,40	65 661,44
Bloque 9 y más	8 284,73	-77,05	8 207,68
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social			
<input type="radio"/> Cientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	63,75	-0,59	63,16
<input type="radio"/> Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	110 220,00	-1 020,00	109 200,00
Bloque 3001 y más	36,74	-0,34	36,40
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	44 542,48	-414,24	44 128,24
Bloque 9 y más	5 567,81	-51,78	5 516,03

Continuación...

JASEC Sistema de distribución	Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	48,63	-0,45	48,18
Periodo Valle	23,78	-0,22	23,56
Periodo Noche	16,21	-0,15	16,06
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	8 559,22	-79,60	8 479,62
Periodo Valle	6 137,37	-57,08	6 080,29
Periodo Noche	4 198,57	-39,05	4 159,52
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	99,31	-0,92	98,39
Periodo Valle	34,14	-0,32	33,82
Periodo Noche	21,90	-0,20	21,70
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	2 917,15	-27,13	2 890,02
Periodo Valle	2 036,45	-18,94	2 017,51
Periodo Noche	1 305,00	-12,14	1 292,86
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida			
Por minuto de recarga	126	126	126
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos			
Consumo de Energía	41,95	41,95	41,95
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución			
Por Energía transportada	0,68	0,68	0,68
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso			
	21,27	21,27	21,27
► Tarifa T-TCVE: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía			
Periodo Punta	69,24	69,24	69,24
Periodo Valle	50,87	50,87	50,87
Periodo Noche	33,67	33,67	33,67
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos			
Por kW instalado	189,1	189,1	189,1
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión excedentes de energía (colones/kWh)			
Etapa 1	14 336	14 336	14 336
Etapa 2	104 231	104 231	104 231
Etapa 3	110 104	110 104	110 104
Etapa 4	96 754	96 754	96 754

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos a baja tensión y clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la

norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de los siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, Centros de fotocopiado, etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa, cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizadas expresamente para los fines citados

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Atención de indigentes y drogadictos: establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Salud: Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.

Personas con soporte ventilatorio domiciliar por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Abonados que requieren un equipo eléctrico para la

asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otro centro hospitalario equivalente.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tensión.

A. Aplicación: Tarifa opcional para el de suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 240 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MTb: Media tensión b.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión, bajo contrato, con una vigencia de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 1.000.000 kWh y 2.000 kW por mes. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta. Además, esta tarifa es aplicable solamente a aquellos abonados que cumplan con la condición de que demostraron sostenibilidad del nivel de energía y potencia establecido con anterioridad, al menos durante diez meses de los últimos doce meses. Esta última condición deberá demostrarse cada renovación de contrato, es decir anualmente.

Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.

B. Características de servicio: Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa máxima aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto, será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria ARNTSUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categorías y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (cargo por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas consecutivas en los últimos doce meses.

2. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el consumo natural en el periodo de medición o bloque horario, entendiendo el consumo natural como el consumo total de un usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional) (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá del consumo natural o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de

la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función del consumo natural de energía (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por el consumo natural.

Los servicios con generación distribuida que estén en una tarifa monómica y deseen pasarse de modo voluntario a una tarifa binómica pese a que su consumo natural sea menor al límite establecido para tales efectos, podrán solicitar a la empresa distribuidora el cambio respectivo, de mutuo acuerdo y con la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora, se podrá realizar la modificación solicitada, a fin de que dichos servicios puedan pagar en función de su energía y potencia correspondiente.

La respectiva aprobación por parte de la Aresep se deberá realizar por medio de la misma resolución que fija la tarifa de acceso, de este modo se faculta a la Intendencia de Energía, o la dependencia encargada de fijar las tarifas, para que modifique el pliego tarifario, a fin de que establezca con claridad los nuevos límites de energía, potencia y traslado entre bloques que se utilizarán en la facturación binómica de los clientes con generación distribuida que de modo voluntario y por mutuo acuerdo desean la flexibilización de dichas condiciones.

En función de lo anterior, la empresa distribuidora deberá incluir en el estudio tarifario, la propuesta de modificación de límites para las tarifas correspondientes, con la respectiva justificación y detalles técnicos, además deberá aportar el consentimiento

firmado por los clientes que posean servicios con generación distribuida y que desean el cambio voluntario, donde se evidencie su anuencia y que están de acuerdo con las nuevas condiciones.

Estas nuevas condiciones aplicarán para los clientes que remitieron su consentimiento en el estudio tarifario, sin embargo, en el caso de los clientes con servicios distribuidos que firmen nuevos contratos (posteriores al estudio tarifario), podrán acogerse voluntariamente a los límites flexibilizados que se aprobaron en la fijación tarifaria vigente al momento de suscribir el nuevo contrato, para lo cual sólo deberán firmar el consentimiento correspondiente, y posteriormente remitirlo a la Aresep para su conocimiento.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
○ demandas inferiores a 10 kW				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-200	cargo fijo cada kWh	1 326,67 61,63	-45,90 -2,13	1 280,77 59,50
Bloque 201-275	cargo fijo cada kWh	2 583,51 66,24	-89,39 -2,29	2 494,12 63,95
Bloque 276-360	cargo fijo cada kWh	3 421,40 73,37	-118,38 -2,54	3 303,02 70,83
Bloque 361-500	cargo fijo cada kWh	4 529,27 81,29	-156,71 -2,81	4 372,56 78,48
Bloque 501 y más	cargo fijo cada kWh	7 876,18 90,07	-272,52 -3,12	7 603,66 86,95
○ demandas superiores a 10 kW				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
cada kWh	cargo fijo	7 876,18	-272,52	7 603,66
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
cada kW	cargo fijo	50,67	-1,75	48,92
cada kW	8 226,06		-284,62	7 941,44
► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria				
Para demandas inferiores a 10 kW				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
cada kWh	cargo fijo	por el bloque	por el bloque	por el bloque
Periodo Punta	cada kWh	118,83	-4,11	114,72
Periodo Valle	cada kWh	81,64	-2,82	78,82
Periodo Noche	cada kWh	59,56	-2,06	57,50
► 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 cada kWh	1 326,67 61,63	-45,90 -2,13	1 280,77 59,50
Bloque 201-275	cargo fijo cada kWh	2 583,51 66,24	-89,39 -2,29	2 494,12 63,95
Bloque 276-360	cargo fijo cada kWh	3 421,40 73,37	-118,38 -2,54	3 303,02 70,83
Bloque 361-500	cargo fijo cada kWh	4 529,27 81,29	-156,71 -2,81	4 372,56 78,48
Bloque 501 y más	cargo fijo cada kWh	7 876,18 90,07	-272,52 -3,12	7 603,66 86,95
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
cada kWh	90,07	-3,12		86,95
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	152 010,00	-5250,00	146 760,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	50,67	-1,75	48,92
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	82 260,60	-2846,20	79 414,40
Bloque 11 y más	cada kW	8 226,06	-284,62	7 941,44
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
cada kWh	89,62	-3,10		86,52
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	151 170,00	-5220,00	145 950,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	50,39	-1,74	48,65
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	81 843,80	-2831,80	79 012,00
Bloque 11 y más	cada kW	8 184,38	-283,18	7 901,20
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
cada kWh	76,56	-2,65		73,91
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	129 210,00	-4470,00	124 740,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	43,07	-1,49	41,58
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	69 921,50	-2419,30	67 502,20
Bloque 11 y más	cada kW	6 992,15	-241,93	6 750,22

Continuación...

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	67,32	-2,33	64,99
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	64,46	-2,23	62,23
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	34,31	-1,19	33,12
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	32,84	-1,14	31,70
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	27,94	-0,97	26,97
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	26,75	-0,93	25,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	7 134,30	-246,85	6 887,45
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	6 830,38	-236,33	6 594,05
Periodo Valle (máxima)	cada kW	4 957,06	-171,51	4 785,55
Periodo Valle (mínima)	cada kW	4 745,89	-164,21	4 581,68
Periodo Noche (máxima)	cada kW	3 303,62	-114,31	3 189,31
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	3 162,89	-109,44	3 053,45
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	104,93	-3,63	101,30
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	100,46	-3,48	96,98
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	36,04	-1,25	34,79
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	34,51	-1,19	33,32
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	23,13	-0,80	22,33
Periodo Noche (mínima)	cada kWh	22,15	-0,77	21,38
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	3 081,89	-106,63	2 975,26
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 950,60	-102,09	2 848,51
Periodo Valle (máxima)	cada kW	2 151,44	-74,44	2 077,00
Periodo Valle (mínima)	cada kW	2 059,79	-71,27	1 988,52
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 378,67	-47,70	1 330,97
Periodo Noche (mínima)	cada kW	1 319,94	-45,67	1 274,27
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida				
Por minuto de recarga	Cada ¢/min	126	126	126
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos				
Consumo de Energía	Cada kWh	41,95	41,95	41,95
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución				
Por Energía transportada	Cada kWh	0,61	0,61	0,61
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso				
	Cada kWh	15,55	15,55	15,55
► Tarifa T-TCVE: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía				
Periodo Punta	Cada kWh	55,55	55,55	55,55
Periodo Valle	Cada kWh	41,47	41,47	41,47
Periodo Noche	Cada kWh	27,19	27,19	27,19
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos distribuidos				
Por kW instalado	Cada kW	217	217	217
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión excedentes de energía (colones/kWh)				
Etapa 1	Cargo fijo	13 118	13 118	13 118
Etapa 2	Cargo fijo	73 429	73 429	73 429
Etapa 3	Cargo fijo	78 125	78 125	78 125
Etapa 4	Cargo fijo	44 851	44 851	44 851

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa residencial horaria T-RH

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas. Esta tarifa aplica exclusivamente para el sector residencial con demandas inferiores a los 10 kW

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

C. Sistema de medición: Un único sistema cuyo medidor es multitarifario.

D. Definición de horario.

Punta 1: entre las 11:00 y las 14:00 horas

Punta 2: entre las 17:30 y las 20:30 horas

Valle 1: entre las 06:00 y las 10:59 horas
Valle 2: entre las 14:01 y las 17:29 horas
Valle 3: entre las 20:31 y las 22:30 horas
Nocturno: entre las 22:31 y las 05:59 horas

E. Disposiciones generales

En el caso de abonados que se encuentren en generación distribuida la energía que aporte a la red de distribución, se le deberá reconocer en el mismo periodo en que fue entregada. El monto correspondiente al cargo fijo deberá estar en función del respectivo bloque de consumo.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos a baja tensión y clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de los siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: jardines de niños, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centros de fotocopiado, etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa; cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizadas expresamente para los fines citados.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Atención de indigentes y drogadictos: establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Salud: Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.

Personas con soporte ventilatorio domiciliar por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Abonados que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otro centro hospitalario equivalente.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y con consumos mensuales mayores de 20 000 kWh.

Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la ESPH S.A. de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tension b

A. Aplicación:

1. Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión, sujeta a revisiones en posteriores solicitudes tarifarias, bajo contrato, con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el cliente a consumir 1 000 000 kWh por mes y 2 000 kW por mes en al menos 10 de los últimos doce meses, así como comprometerse como mínimo a mantener el consumo histórico.
2. También podrán acceder a esta tarifa aquellos clientes que cuenten con una certificación ISO 50001, en las que certifiquen al cliente en el uso eficiente de la energía por medio de un sistema de gestión de la energía, mismos que se les podrá excluir del requisito mínimo de consumo de energía y potencia, previa valoración de cada caso en particular en función del consumo histórico.
3. Si el consumo mínimo no se cumple, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para completarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en periodo punta.

4. Esta tarifa solo aplicará a aquellos con la condición de que muestren sostenidamente al menos durante diez meses de los últimos doce meses el consumo de energía y potencia establecido anteriormente.
5. Para los clientes nuevos, estos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de energía y potencia señaladas anteriormente, sin embargo, podrá excluirse el requisito del cumplimiento del consumo histórico de los últimos 12 meses.
6. Una vez que ingresen a esta tarifa, si durante los últimos doce meses no alcanzan en al menos diez el consumo establecido, pierden la categoría y al tercer mes de incumplimiento regresan a la tarifa original de procedencia.
7. Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la ESPH S.A. de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.

B. Características del servicio: Suministro de energía y potencia a servicios en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa máxima aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto, será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria ARNTSUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categorías y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (cargo por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas en los últimos doce meses.

2. Cargo por demanda

La demanda por facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda por facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el consumo natural en el periodo de medición o bloque horario, entendiendo el consumo natural como el consumo total de un usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional) (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá del consumo natural o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función del consumo natural de energía (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por el consumo natural.

Los servicios con generación distribuida que estén en una tarifa monómica y deseen pasarse de modo voluntario a una tarifa binómica pese a que su consumo natural sea menor al límite establecido para tales efectos, podrán solicitar a la empresa distribuidora el cambio respectivo, de mutuo acuerdo y con la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora, se podrá realizar la modificación solicitada, a fin de que dichos servicios puedan pagar en función de su energía y potencia correspondiente.

La respectiva aprobación por parte de la Aresep se deberá realizar por medio de la misma resolución que fija la tarifa de acceso, de este modo se faculta a la Intendencia de Energía, o la dependencia encargada de fijar las tarifas, para que modifique el pliego tarifario, a fin de que establezca con claridad los nuevos límites de energía, potencia y

traslado entre bloques que se utilizarán en la facturación binómica de los clientes con generación distribuida que de modo voluntario y por mutuo acuerdo desean la flexibilización de dichas condiciones.

En función de lo anterior, la empresa distribuidora deberá incluir en el estudio tarifario, la propuesta de modificación de límites para las tarifas correspondientes, con la respectiva justificación y detalles técnicos, además deberá aportar el consentimiento firmado por los clientes que posean servicios con generación distribuida y que desean el cambio voluntario, donde se evidencie su anuencia y que están de acuerdo con las nuevas condiciones.

Estas nuevas condiciones aplicarán para los clientes que remitieron su consentimiento en el estudio tarifario, sin embargo, en el caso de los clientes con servicios distribuidos que firmen nuevos contratos (posteriores al estudio tarifario), podrán acogerse voluntariamente a los límites flexibilizados que se aprobaron en la fijación tarifaria vigente al momento de suscribir el nuevo contrato, para lo cual sólo deberán firmar el consentimiento correspondiente, y posteriormente remitirlo a la Aresep para su conocimiento.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
○ demandas inferiores a 10 kW				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-145	cargo fijo	1 597	-64,04	1 533
	cada kWh	50,82	-2,04	48,78
Bloque 146-200	cargo fijo	3 857	-154,67	3 702
	cada kWh	58,12	-2,33	55,79
Bloque 201-270	cargo fijo	4 637	-185,94	4 451
	cada kWh	67,41	-2,70	64,71
Bloque 271-390	cargo fijo	6 794	-272,45	6 522
	cada kWh	78,20	-3,14	75,06
Bloque 391 y más	cargo fijo	12 001	-481,23	11 519
	cada kWh	90,72	-3,64	87,08
○ demandas superiores a 10 kW				
	cargo fijo	12 001	-481,23	11 519
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	73,77	-2,96	70,81
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	4 468,14	-179,17	4 288,97
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago				
○ demandas inferiores a 10 kW				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-145	cargo fijo	1 597	-64,04	1 533
	cada kWh	50,82	-2,04	48,78
Bloque 146-200	cargo fijo	3 857	-154,67	3 702
	cada kWh	58,12	-2,33	55,79
Bloque 201-270	cargo fijo	4 637	-185,94	4 451
	cada kWh	67,41	-2,70	64,71
Bloque 271-390	cargo fijo	6 794	-272,45	6 522
	cada kWh	78,20	-3,14	75,06
Bloque 391 y más	cargo fijo	12 001	-481,23	11 519
	cada kWh	90,72	-3,64	87,08
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	90,72	-3,64	87,08
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	221 310,00	-8880,00	212 430,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	73,77	-2,96	70,81
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	44 681,40	-1791,70	42 889,70
Bloque 11 y más	cada kW	4 468,14	-179,17	4 288,97
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	93,06	-3,73	89,33
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	226 980,00	-9090,00	217 890,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	75,66	-3,03	72,63
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	45 832,80	-1837,90	43 994,90
Bloque 11 y más	cada kW	4 583,28	-183,79	4 399,49

Continuación...

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	80,95	-3,25	77,70
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	76,67	-3,07	73,60
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	40,48	-1,62	38,86
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	38,34	-1,54	36,80
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	29,43	-1,18	28,25
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	27,87	-1,12	26,75
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	9 979,87	-400,19	9 579,68
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	9 451,93	-379,02	9 072,91
Periodo Valle (máxima)	cada kW	7 128,48	-285,85	6 842,63
Periodo Valle (mínima)	cada kW	6 751,37	-270,73	6 480,64
Periodo Noche (máxima)	cada kW	-	-	-
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	-	-	-
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	116,04	-4,65	111,39
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	109,91	-4,41	105,50
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	39,86	-1,60	38,26
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	37,75	-1,51	36,24
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	25,60	-1,03	24,57
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	24,25	-0,97	23,28
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 549,29	-102,23	2 447,06
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 414,43	-96,82	2 317,61
Periodo Valle (máxima)	cada kW	1 779,63	-71,36	1 708,27
Periodo Valle (mínima)	cada kW	1 685,49	-67,59	1 617,90
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 140,43	-45,73	1 094,70
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	1 080,10	-43,31	1 036,79
► Tarifa T-MT69: tarifa media tensión interconectados a barra de 69 KV				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	75,88	-3,04	72,84
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	71,86	-2,88	68,98
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	37,94	-1,52	36,42
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	35,93	-1,44	34,49
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	27,59	-1,11	26,48
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	26,13	-1,05	25,08
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 380,33	-95,45	2 284,88
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 254,42	-90,40	2 164,02
Periodo Valle (máxima)	cada kW	1 700,24	-68,18	1 632,06
Periodo Valle (mínima)	cada kW	1 610,30	-64,57	1 545,73
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 107,12	-44,40	1 062,72
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	1 048,56	-42,05	1 006,51
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida				
Por minuto de recarga	Cada ₡/min	126	126	126
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos				
Consumo de Energía	Cada kWh	41,95	41,95	41,95
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución				
Por Energía transportada	Cada kWh	0,93	0,93	0,93
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso				
	Cada kWh	21,84	21,84	21,84
► Tarifa T-TCVE: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía				
Periodo Punta	Cada kWh	60,44	60,44	60,44
Periodo Valle	Cada kWh	45,2	45,2	45,2
Periodo Noche	Cada kWh	29,72	29,72	29,72
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos distribuidos				
Por kW instalado	Cada kW	512	512	512
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión excedentes de energía (colones/kWh)				
Etapas 1	Cargo fijo	18 682	18 682	18 682
Etapas 2	Cargo fijo	136 216	136 216	136 216
Etapas 3	Cargo fijo	115 766	115 766	115 766
Etapas 4	Cargo fijo	96 754	96 754	96 754

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregarán a esta facturación, la energía necesaria (kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-MTb Media tensión b.

A. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios). Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 1 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima de al menos 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 12 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.

- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.
- Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.
- Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.
- Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT69 Media tensión clientes interconectado a las barras de 69 KV.

A. Aplicación:

- Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia en media tensión a clientes directamente interconectados al sistema 69 kV. Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 3 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima mensual mayor a 5 MW de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 36 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.

- Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

B. Características de servicio:

- Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.
- Medición: Un sistema de medición, a media tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de 69 kV).
- Disponibilidad: En las barras de media tensión 69 kV de subestaciones de Coopelesca.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa máxima aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto, será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria ARNTSUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categoría y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (cargo por energía), de las tarifas T-IN y T-CO, será reclasificado al bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas en los últimos doce meses. Este abonado deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así consuma menos de los 3000 kWh, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su consumo sea menor a los 3000kWh, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (cargo por energía), de la tarifa residencial T-RE, será reclasificado al bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su demanda máxima mensual exceda los 10 kW en al menos una ocasión y deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así demande menos de los 10 kW, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su demanda máxima sea menor a los 10 kW, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

A los abonados de la tarifa residencial del bloque de consumo binómico se les facturará como cargo mínimo 10 kW de potencia.

2. Cargo por demanda

La demanda por facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

En el caso de las tarifas MT y MTb, al cargo mínimo se le aplicará el precio del periodo punta.

La tarifa del sector residencial no aplica el cobro del cargo mínimo ya que cancelan cargo fijo.

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos. Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el consumo natural en el periodo de medición o bloque horario, entendiendo el consumo natural

como el consumo total de un usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional) (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá del consumo natural o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función del consumo natural de energía (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por el consumo natural.

Los servicios con generación distribuida que estén en una tarifa monómica y deseen pasarse de modo voluntario a una tarifa binómica pese a que su consumo natural sea menor al límite establecido para tales efectos, podrán solicitar a la empresa distribuidora

el cambio respectivo, de mutuo acuerdo y con la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora, se podrá realizar la modificación solicitada, a fin de que dichos servicios puedan pagar en función de su energía y potencia correspondiente.

La respectiva aprobación por parte de la Aresep se deberá realizar por medio de la misma resolución que fija la tarifa de acceso, de este modo se faculta a la Intendencia de Energía, o la dependencia encargada de fijar las tarifas, para que modifique el pliego tarifario, a fin de que establezca con claridad los nuevos límites de energía, potencia y traslado entre bloques que se utilizarán en la facturación binómica de los clientes con generación distribuida que de modo voluntario y por mutuo acuerdo desean la flexibilización de dichas condiciones.

En función de lo anterior, la empresa distribuidora deberá incluir en el estudio tarifario, la propuesta de modificación de límites para las tarifas correspondientes, con la respectiva justificación y detalles técnicos, además deberá aportar el consentimiento firmado por los clientes que posean servicios con generación distribuida y que desean el cambio voluntario, donde se evidencie su anuencia y que están de acuerdo con las nuevas condiciones.

Estas nuevas condiciones aplicarán para los clientes que remitieron su consentimiento en el estudio tarifario, sin embargo, en el caso de los clientes con servicios distribuidos que firmen nuevos contratos (posteriores al estudio tarifario), podrán acogerse voluntariamente a los límites flexibilizados que se aprobaron en la fijación tarifaria vigente al momento de suscribir el nuevo contrato, para lo cual sólo deberán firmar el consentimiento correspondiente, y posteriormente remitirlo a la Aresep para su conocimiento.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas y tributo a bomberos.

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	1 895,40	-63,90	1 831,50
Bloque 31-200	cada kWh	63,18	-2,13	61,05
Bloque 201 y más	kWh adicional	89,07	-3,00	86,07
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	1 895,40	-63,90	1 831,50
Bloque 31-200	cada kWh	63,18	-2,13	61,05
Bloque 201 y más	kWh adicional	89,07	-3,00	86,07
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	93,21	-3,14	90,07
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	177 090,00	-5 970,00	171 120,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	59,03	-1,99	57,04
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	87 185,00	-2 938,10	84 246,90
Bloque 11 y más	cada kW	8 718,50	-293,81	8 424,69
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	93,21	-3,14	90,07
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	177 090,00	-5 970,00	171 120,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	59,03	-1,99	57,04
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	87 185,00	-2 938,10	84 246,90
Bloque 11 y más	cada kW	8 718,50	-293,81	8 424,69
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	77,68	-2,62	75,06
Periodo Valle	cada kWh	67,33	-2,27	65,06
Periodo Noche	cada kWh	60,08	-2,02	58,06
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	cada kW	3 519,30	-118,60	3 400,70
Periodo Valle	cada kW	3 519,30	-118,60	3 400,70
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida				
Por minuto de recarga	Cada ₡/min	126	126	126
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos				
Consumo de Energía	Cada kWh	41,95	41,95	41,95
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución				
Por Energía transportada	Cada kWh	0,77	0,77	0,77
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso				
	Cada kWh	22,1	22,1	22,1
► Tarifa T-TCVE: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía				
Periodo Punta	Cada kWh	68,23	68,23	68,23
Periodo Valle	Cada kWh	55,84	55,84	55,84
Periodo Noche	Cada kWh	33,89	33,89	33,89
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos distribuidos				
Por kW instalado	Cada kW	524	524	524
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión excedentes de energía (colones/kWh)				
Etapas 1	Cargo fijo	11 353	11 353	11 353
Etapas 2	Cargo fijo	136 216	136 216	136 216
Etapas 3	Cargo fijo	134 662	134 662	134 662
Etapas 4	Cargo fijo	96 754	96 754	96 754

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, para servicios eléctricos servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 180 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año .

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa máxima aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto, será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria ARNTSUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Cargo por demanda

La demanda por facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

2. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

3. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

4. Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el consumo natural en el periodo de medición o bloque horario, entendiendo el consumo natural como el consumo total de un usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional) (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá del consumo natural o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función del consumo natural de energía (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por el consumo natural.

Los servicios con generación distribuida que estén en una tarifa monómica y deseen pasarse de modo voluntario a una tarifa binómica pese a que su consumo natural sea menor al límite establecido para tales efectos, podrán solicitar a la empresa distribuidora el cambio respectivo, de mutuo acuerdo y con la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora, se podrá realizar la modificación solicitada, a fin de que dichos servicios puedan pagar en función de su energía y potencia correspondiente.

La respectiva aprobación por parte de la Aresep se deberá realizar por medio de la misma resolución que fija la tarifa de acceso, de este modo se faculta a la Intendencia de Energía, o la dependencia encargada de fijar las tarifas, para que modifique el pliego tarifario, a fin de que establezca con claridad los nuevos límites de energía, potencia y traslado entre bloques que se utilizarán en la facturación binómica de los clientes con generación distribuida que de modo voluntario y por mutuo acuerdo desean la flexibilización de dichas condiciones.

En función de lo anterior, la empresa distribuidora deberá incluir en el estudio tarifario, la propuesta de modificación de límites para las tarifas correspondientes, con la respectiva justificación y detalles técnicos, además deberá aportar el consentimiento firmado por los clientes que posean servicios con generación distribuida y que desean el cambio voluntario, donde se evidencie su anuencia y que están de acuerdo con las nuevas condiciones.

Estas nuevas condiciones aplicarán para los clientes que remitieron su consentimiento en el estudio tarifario, sin embargo, en el caso de los clientes con servicios distribuidos que firmen nuevos contratos (posteriores al estudio tarifario), podrán acogerse voluntariamente a los límites flexibilizados que se aprobaron en la fijación tarifaria vigente al momento de suscribir el nuevo contrato, para lo cual sólo deberán firmar el consentimiento correspondiente, y posteriormente remitirlo a la Aresep para su conocimiento.

5. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

6. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

7. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-40	Cargo fijo	3 126,80	-106,80	3 020,00
Bloque 41-200	cada kWh	78,17	-2,67	75,50
Bloque 201 y más	kWh adicional	126,51	-4,31	122,20
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-40	Cargo fijo	3 126,80	-106,80	3 020,00
Bloque 41-200	cada kWh	78,17	-2,67	75,50
Bloque 201 y más	kWh adicional	126,51	-4,31	122,20
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	151,19	-5,16	146,03
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	274 590,00	-9 360,00	265 230,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	91,53	-3,12	88,41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-15	Cargo fijo	224 881,35	-7 668,45	217 212,90
Bloque 16 y más	cada kW	14 992,09	-511,23	14 480,86
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	151,19	-5,16	146,03
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	274 590,00	-9 360,00	265 230,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	91,53	-3,12	88,41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-15	Cargo fijo	224 881,35	-7 668,45	217 212,90
Bloque 16 y más	cada kW	14 992,09	-511,23	14 480,86
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-250	cada kWh	108,00	-3,68	104,32
Bloque 251 y más	cada kWh	151,19	-5,16	146,03
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	274 590,00	-9 360,00	265 230,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	91,53	-3,12	88,41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-15	Cargo fijo	224 881,35	-7 668,45	217 212,90
Bloque 16 y más	cada kW	14 992,09	-511,23	14 480,86

Continuación...

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta	cada kWh	72,00	-2,46	69,54
Periodo Valle	cada kWh	28,80	-0,98	27,82
Periodo Noche	cada kWh	18,52	-0,63	17,89
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Periodo Punta	cada kW	11 000,30	-375,11	10 625,19
Periodo Valle	cada kW	7 990,77	-272,49	7 718,28
Periodo Noche	cada kW	5 030,62	-171,54	4 859,08
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida				
Por minuto de recarga	Cada ₡/min	126	126	126
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos				
Consumo de Energía	Cada kWh	41,95	41,95	41,95
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución				
Por Energía transportada	Cada kWh	1,68	1,68	1,68
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso				
	Cada kWh	31,18	31,18	31,18
► Tarifa T-TCVE: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía				
		I TRIMESTRE	I TRIMESTRE	I TRIMESTRE
Periodo Punta	Cada kWh	74,14	74,14	74,14
Periodo Valle	Cada kWh	54,32	54,32	54,32
Periodo Noche	Cada kWh	33,81	33,81	33,81
		II TRIMESTRE	II TRIMESTRE	II TRIMESTRE
Periodo Punta	Cada kWh	68	68	68
Periodo Valle	Cada kWh	55	55	55
Periodo Noche	Cada kWh	34	34	34
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos distribuidos				
Por kW instalado	Cada kW	1 720	1 720	1 720
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión excedentes de energía (colones/kWh)				
Etapas	Cargo fijo			
Etapas 1	Cargo fijo	18 682	18 682	18 682
Etapas 2	Cargo fijo	102 814	102 814	102 814
Etapas 3	Cargo fijo	134 662	134 662	134 662
Etapas 4	Cargo fijo	96 754	96 754	96 754

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de las siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: centros de enseñanza preescolar, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa pública. Los restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centro de fotocopiado y otros, aun cuando se hallen a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa, debiendo ubicarse dentro de la que les corresponda.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa; cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Atención de indigentes y drogadictos: establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados.

Salud: Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.

Personas con soporte ventilatorio domiciliar por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Abonados o usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, en servicios eléctricos servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 240 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa máxima aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto, será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria ARNTSUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

2. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual el equivalente a los primeros 40 kWh, en los casos que el cliente consuma los 40 kWh o menos.

3. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

4. Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el consumo natural en el periodo de medición o bloque horario, entendiendo el consumo natural como el consumo total de un usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional) (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá del consumo natural o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función del consumo natural de energía (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por el consumo natural.

Los servicios con generación distribuida que estén en una tarifa monómica y deseen pasarse de modo voluntario a una tarifa binómica pese a que su consumo natural sea menor al límite establecido para tales efectos, podrán solicitar a la empresa distribuidora el cambio respectivo, de mutuo acuerdo y con la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora, se podrá realizar la modificación solicitada, a fin de que dichos servicios puedan pagar en función de su energía y potencia correspondiente.

La respectiva aprobación por parte de la Aresep se deberá realizar por medio de la misma resolución que fija la tarifa de acceso, de este modo se faculta a la Intendencia de Energía, o la dependencia encargada de fijar las tarifas, para que modifique el pliego tarifario, a fin de que establezca con claridad los nuevos límites de energía, potencia y traslado entre bloques que se utilizarán en la facturación binómica de los clientes con generación distribuida que de modo voluntario y por mutuo acuerdo desean la flexibilización de dichas condiciones.

En función de lo anterior, la empresa distribuidora deberá incluir en el estudio tarifario, la propuesta de modificación de límites para las tarifas correspondientes, con la respectiva justificación y detalles técnicos, además deberá aportar el consentimiento firmado por los clientes que posean servicios con generación distribuida y que desean el cambio voluntario, donde se evidencie su anuencia y que están de acuerdo con las nuevas condiciones.

Estas nuevas condiciones aplicarán para los clientes que remitieron su consentimiento en el estudio tarifario, sin embargo, en el caso de los clientes con servicios distribuidos que firmen nuevos contratos (posteriores al estudio tarifario), podrán acogerse voluntariamente a los límites flexibilizados que se aprobaron en la fijación tarifaria vigente al momento de suscribir el nuevo contrato, para lo cual sólo deberán firmar el consentimiento correspondiente, y posteriormente remitirlo a la Aresep para su conocimiento.

5. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

6. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

7. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

COOPEALFARORUIZ Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	1 938,00	-134,10	1 803,90
Bloque 31-200	cada kWh	64,60	-4,47	60,13
Bloque 201 y más	kWh adicional	83,98	-5,81	78,17
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-40	Cargo fijo	1 938,00	-134,10	1 803,90
Bloque 41-200	cada kWh	64,60	-4,47	60,13
Bloque 201 y más	kWh adicional	83,98	-5,81	78,17
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	90,44	-6,26	84,18
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	164 730,00	-11 400,00	153 330,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	54,91	-3,80	51,11
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-15	Cargo fijo	128 745,15	-8 909,10	119 836,05
Bloque 16 y más	cada kW	8 583,01	-593,94	7 989,07
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	90,44	-6,26	84,18
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	164 730,00	-11 400,00	153 330,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	54,91	-3,80	51,11
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-15	Cargo fijo	128 745,15	-8 909,10	119 836,05
Bloque 16 y más	cada kW	8 583,01	-593,94	7 989,07
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida				
Por minuto de recarga	Cada ¢/min	126	126	126
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos				
Consumo de Energía	Cada kWh	41,95	41,95	41,95
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución				
Por Energía transportada	Cada kWh	1,64	1,64	1,64
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso				
	Cada kWh	25,37	25,37	25,37
► Tarifa T-TCVE: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía				
Periodo Punta	Cada kWh	71,01	71,01	71,01
Periodo Valle	Cada kWh	54,36	54,36	54,36
Periodo Noche	Cada kWh	33,63	33,63	33,63
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos				
Por kW instalado	Cada kW	1 362	1 362	1 362
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión excedentes de energía (colones/kWh)				
Etapa 1	Cargo fijo	2 850	2 850	2 850
Etapa 2	Cargo fijo	54 197	54 197	54 197
Etapa 3	Cargo fijo	94 009	94 009	94 009
Etapa 4	Cargo fijo	53 560	53 560	53 560

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa máxima aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto, será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria ARNTSUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

2. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

3. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

4. Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el consumo natural en el periodo de medición o bloque horario, entendiendo el consumo natural como el consumo total de un usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional) (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá del consumo natural o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función del consumo natural de energía (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por el consumo natural.

Los servicios con generación distribuida que estén en una tarifa monómica y deseen pasarse de modo voluntario a una tarifa binómica pese a que su consumo natural sea menor al límite establecido para tales efectos, podrán solicitar a la empresa distribuidora el cambio respectivo, de mutuo acuerdo y con la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora, se podrá realizar la modificación solicitada, a fin de que dichos servicios puedan pagar en función de su energía y potencia correspondiente.

La respectiva aprobación por parte de la Aresep se deberá realizar por medio de la misma resolución que fija la tarifa de acceso, de este modo se faculta a la Intendencia de Energía, o la dependencia encargada de fijar las tarifas, para que modifique el pliego tarifario, a fin de que establezca con claridad los nuevos límites de energía, potencia y traslado entre bloques que se utilizarán en la facturación binómica de los clientes con generación distribuida que de modo voluntario y por mutuo acuerdo desean la flexibilización de dichas condiciones.

En función de lo anterior, la empresa distribuidora deberá incluir en el estudio tarifario, la propuesta de modificación de límites para las tarifas correspondientes, con la respectiva justificación y detalles técnicos, además deberá aportar el consentimiento firmado por los clientes que posean servicios con generación distribuida y que desean el cambio voluntario, donde se evidencie su anuencia y que están de acuerdo con las nuevas condiciones.

Estas nuevas condiciones aplicarán para los clientes que remitieron su consentimiento en el estudio tarifario, sin embargo, en el caso de los clientes con servicios distribuidos que firmen nuevos contratos (posteriores al estudio tarifario), podrán acogerse voluntariamente a los límites flexibilizados que se aprobaron en la fijación tarifaria vigente al momento de suscribir el nuevo contrato, para lo cual sólo deberán firmar el consentimiento correspondiente, y posteriormente remitirlo a la Aresep para su conocimiento.

5. Condiciones para la tarifación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

6. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

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	Factores nominales	Tarifa	
		Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	
► Tarifa T-AP Alumbrado público					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	110,00	-2,00	108,00	
b. Bloque 41-50 000 kWh	cada kWh	2,75	-0,05	2,70	
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	137 500,00	-2 500,00	135 000,00	

CNFL

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa	
		Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	
► Tarifa T-AP Alumbrado público					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	92,10	-1,50	90,60	
b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,07	-0,05	3,02	
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	153 500,00	-2 500,00	151 000,00	

JASEC

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
		Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-AP Alumbrado público				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	80,10	0,000	80,10
b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	2,67	0,000	2,67
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	133 500,00	0,000	133 500,00

ESPH

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
		Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-AP Alumbrado público				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	99,00	-0,90	98,10
b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,30	-0,03	3,27
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	165 000,00	-1 500,00	163 500,00

COOPELESCA

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
		Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-AP Alumbrado público				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	117,30	-1,20	116,10
b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,91	-0,04	3,87
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	195 500,00	-2 000,00	193 500,00

COOPEGUANACASTE

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa
		Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026
► Tarifa T-AP Alumbrado público				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	91,20	-2,70	88,50
b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,04	-0,09	2,95
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	152 000,00	-4 500,00	147 500,00

COOPESANTOS

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Factores nominales	Tarifa	
		Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	
► Tarifa T-AP Alumbrado público					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	140,40	-6,40	134,00	
b. Bloque 41-50 000 kWh	cada kWh	3,51	-0,16	3,35	
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	175 500,00	-8 000,00	167 500,00	

COOPEALFARORUIZ

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	
		Vigente del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	Rige del 1/ene/2026 al 31/dic/2026	
► Tarifa T-AP Alumbrado público					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	93,30	-7,20	86,10	
b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,11	-0,24	2,87	
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	155 500,00	-12 000,00	143 500,00	

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

VI. Establecer que la presente resolución rige a partir del 1 de enero de 2026.

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-0160-IE-2025 del 12 de diciembre de 2025, 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.—1 vez.—(IN202501022256).

ANEXOS:

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