

**AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
INTENDENCIA DE ENERGÍA**

RE-0104-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 13:44 HORAS DEL 7 DE SETIEMBRE DE 2023

ESTUDIO ORDINARIO DE OFICIO PARA LA APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA DEL “CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023.

ET-048-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance 3 a la Gaceta 3 la Ley 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
- II. Que el 24 de noviembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 03-87-2022, la Junta solicitó al CDR y la Administración la integración en una única metodología general con las propuestas tarifarias referentes a Costos de interconexión, Tarifa de acceso, Venta de excedentes y Costos, inversiones y canon, siguiendo un esquema de contenido específico.
- III. Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 02-93-2022, dispuso someter al proceso de audiencia pública la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- IV. Que el 25 de enero de 2023, se realizó la audiencia pública de la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- V. Que el 15 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0270-IE-2023, la Intendencia de Energía (IE) les solicitó a las empresas distribuidoras eléctricas designar un enlace técnico, para el levantamiento y envío de toda la información referente requerida para la fijación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.

- VI.** Que el 24 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0316-IE-2023, la IE convocó a reunión a los enlaces técnicos designados por las empresas distribuidoras, para la socialización de los formularios de solicitud de información requeridos para la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.
- VII.** Que el 31 de marzo de 2023, se realizó la reunión virtual por medio del cual se explicó los requerimientos para la aplicación de la metodología tarifaria derivada de la implementación de la Ley 10086. Explicando como debían llenarse los formularios que se solicitaron a las empresas distribuidoras.
- VIII.** Que el 12 de abril de 2023, mediante correo electrónico, la IE envió a las empresas distribuidoras eléctricas los formularios para la presentación de la información requerida para aplicación por primera vez de la metodología derivada la ley 10086.
- IX.** Que el 4 de mayo de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emite la resolución RE-0076-JD-2023 *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”* .
- X.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio 2001-0549-2023, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) entregó los formularios 1 y 4, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XI.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio GER-257-2023, la Empresa de Servicio Públicos de Heredia (ESPH) entregó los formularios 1, 2 y 3, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XII.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.

- XIII.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0403-IE-2023, la IE le solicitó al Regulador General (RG) la autorización para que los miembros de la fuerza de tarea, que son funcionarios de otras dependencias, específicamente del Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) y de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR, puedan brindar apoyo técnico a la Intendencia, según sea requerido, en la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la implementación de la Ley 10086.
- XIV.** Que el 8 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0409-IE-2023, la IE les recordó a las empresas distribuidoras eléctrica que no habían enviado la información requerida mediante el correo del 12 de abril del 2023, el envío de los formularios con la información requerida.
- XV.** Que el 9 de mayo de 2023, mediante el oficio COOPEGTE-GG71, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L (Coopeguanacaste) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XVI.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0424-IE-2033, la IE les informó a las empresas distribuidoras de electricidad que la Junta Directiva de esta Autoridad Regulatoria dejó en firme la aprobación de la metodología tarifaria derivada de los establecido de la Ley 10086, instrumento regulatorio que entrará en vigor a partir de su publicación.
- XVII.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L. (Coopealfaro) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XVIII.** Que el 11 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, Coopealfaro entregó el formulario de ingresador de curvas de carga, el cual por error se omitió en la entrega del 10 de mayo de 2023.
- XIX.** Que el 11 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L (Coopelesca) entregó los formularios 1 y 4 solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XX.** Que el 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de*

acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”.

- XXI.** Que el 12 de mayo de 2023, mediante el oficio GER-266-2023 ESPH entregó el formulario 4, solicitado por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023 y sustituyó los archivos de ingresadores de demanda máxima de los meses de enero, mayo y setiembre de 2022 que habían sido entregados el 5 de mayo de 2023 mediante el oficio GER-257-2023.
- XXII.** Que el 15 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-2001-0588-2023 CNFL hace entrega de los formularios 2 y 3, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XXIII.** Que el 16 de mayo de 2023, mediante el oficio OPER-085-2023, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XXIV.** Que el 16 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0444-IE-2023, solicitó información a CNFL para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXV.** Que el 16 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0445-IE-2023, solicitó información a COOPELESCA para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXVI.** Que el 16 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0448-IE-2023, solicitó información a COOPEGUANACASTE para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.

- XXVII.** Que el 16 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0447-IE-2023, solicitó información al ICE para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXVIII.** Que el 17 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0461-IE-2023, solicitó información a COOPEALFARORUIZ para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXIX.** Que el 17 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0460-IE-2023, solicitó información a ESPH para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXX.** Que el 18 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0470-IE-2023, solicitó información a JASEC para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXXI.** Que el 19 de mayo de 2023, CNFL, por medio del oficio 2001-0612-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0444-IE-2023.
- XXXII.** Que el 19 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0484-IE-2023, solicitó información a COOPESANTOS para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXXIII.** Que el 22 de mayo de 2023, COOPEALFARORUIZ, por medio del oficio COOPEALFARORUIZ-GG0047-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0461-IE-2023.
- XXXIV.** Que el 22 de mayo de 2023, COOPEGUANACASTE, por medio del oficio COOPEGTE GG86, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0448-IE-2023.

- XXXV.** Que el 22 de mayo de 2023, el ICE, por medio del oficio 0510-467-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0447-IE-2023.
- XXXVI.** Que el 23 de mayo de 2023, ESPH, por medio del oficio GER-297-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0460-IE-2023.
- XXXVII.** Que el 23 de mayo de 2023, JASEC, por medio del oficio GG-405-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0470-IE-2023.
- XXXVIII.** Que el 24 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0653-RG-2023, el RG da respuesta al oficio OF-0403-IE-2023.
- XXXIX.** Que el 26 de mayo de 2023, COOPELESCA, por medio del oficio COOPELESCA-GG-248-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0445-IE-2023.
- XL.** Que el 14 de junio de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0584-IE-2023, solicitó información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la aplicación por primera vez de la tarifa de acceso derivada de la metodología RE-0076-JD-2023.
- XLI.** Que el 15 de junio de 2023, el ESPH, por medio del oficio GER-345-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLII.** Que el 19 de junio de 2023, el ICE, por medio del oficio 5407-096-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLIII.** Que el 19 de junio de 2023, CNFL, por medio del oficio 7500-0172-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLIV.** Que el 19 de junio de 2023, el COOPEALFARORUIZ, por medio del oficio COOPEALFAROSUIZ-GG0062-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLV.** Que el 19 de junio de 2023, el COOPESANTOS, por medio del oficio CSGG-269-06-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.

- XLVI.** Que el 19 de junio de 2023, el COOPEGUANACASTE, por medio del oficio COOPEGTE GG105, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLVII.** Que el 20 de junio de 2023, el COOPELESCA, por medio del oficio COOPELESCA-GG297-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLVIII.** Que el 10 de julio de 2023, la Intendencia de Energía mediante el oficio OF-0657-IE-2023 solicita la apertura del respectivo expediente, con la finalidad de la tramitación de un estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023.
- XLIX.** Que el 10 de julio de 2023 se apertura el expediente tarifario ET-0048-2023 para tramitar la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023.
- L.** Que el 25 de julio de 2023, a las 17 horas (5:00 pm) se llevó a cabo la sesión explicativa sobre los expedientes ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 y ET-050-2023, la cual estuvo disponible en el perfil de Facebook de la Aresep y en la página www.asep.go.cr.
- LI.** Que el 11 de agosto de 2023, a las 17 horas con 15 minutos (5:15 pm) se llevó a cabo la audiencia pública virtual, que fue transmitida por medio de la plataforma Zoom.
- LII.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0503-DGAU-2023 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias. (folios 120 al 122).
- LIII.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el acta de la audiencia pública. (folio 424 al 425).
- LIV.** Que el 7 de setiembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0184-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó fijar la tarifa máxima de acceso, en su aplicación por primera vez. (Correo agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0184-IE-2023 mencionado arriba, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. SUSTENTO JURÍDICO

De conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de esta Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), como ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este sentido, en el artículo 3, inciso a) de la Ley 7593, se entiende por servicio público [...] el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la asamblea legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley [...].

Entre las funciones primordiales de la Aresep está la de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima de tales servicios y la de fijar las tarifas de los servicios públicos que establece el numeral 5 de la Ley 7593:

[...]

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:

[...]

- a) *Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.*

[...]

De lo anterior, se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. En ese sentido, la Procuraduría General de la República ha señalado:

[...] De conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, dicha Entidad es la competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos que enumera la Ley. Dicha potestad tiene como objetivo principal lograr precios que reflejen los costos reales del servicio, no falseen la competencia ni sean excesivos o injustos para el usuario; de ahí la importancia de que la fijación tarifaria sea realizada por un organismo independiente, que decida a partir de estudios y criterios técnicos que reflejen los costos reales del servicio, pero que al mismo tiempo sean equitativos. [...]

[...] La potestad tarifaria es un poder-deber, "lo que sin duda implica que la institución que tiene una determinada potestad en materia de su competencia no sólo puede, sino que debe ejercerla" (Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, resolución 6326-2000 de las 18 hrs. del 19 de julio de 2000). Y está comprendida dentro de esa potestad el definir, conforme el ordenamiento, cuáles son los elementos que deben ser considerados para dar debido cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 3, 25, 29 y 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. De modo que a partir de la potestad atribuida por el legislador y conforme las metodologías que reglamentariamente se haya establecido, le corresponde fijar las tarifas. Lo cual implica la emisión de los actos administrativos que, ejercitando la potestad reguladora, determinen cuál es la tarifa que los usuarios deben pagar por un servicio público determinado. Una tarifa que debe tomar en consideración los costos necesarios, una retribución competitiva y garantizar la inversión necesaria para que el servicio pueda continuar siendo prestado en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y eficiencia. Ergo, el acto tarifario expresará los elementos que, conforme el ordenamiento y la técnica, determinan cuál es la remuneración correspondiente al servicio público de que se trata". [...] (Dictamen C-329-2011 de 22 de diciembre de 2011).

En la misma línea, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley N 7593 establecen, que le corresponde a la Aresep la obligación de [...] a) regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de los servicios públicos para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida, [...] d) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos. [...]

Por su parte el artículo 29 de la Ley 7593 y sus reformas establece:

[...] ARTICULO 29.- Trámites de tarifas, precios y tasas

La Autoridad Reguladora formulará las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas, precios y tasas de los servicios públicos. [...]

Asimismo, el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

[...] Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a : " recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el Reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.

(Así reformado el párrafo anterior por el artículo 41 aparte f) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008)

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.

Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.

(Así reformado por el artículo 41 aparte a) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008) [...]

Que el artículo 31 de la Ley 7593 establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa.

Bajo esa misma inteligencia, el artículo 15 del Decreto 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, dispone que, para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley. Al respecto, el artículo 15 indica lo siguiente:

[...] Artículo 15.-Uso de modelos para fijar precios, tarifas y tasas.

Para fijar los precios, tarifas y tasas, la ARESEP utilizará modelos que consideren, como un todo, a la industria de que se trate. Esos modelos serán aprobados por la ARESEP de acuerdo con la ley. [...]

El artículo 6 inciso 16 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) indica que corresponde a la Junta Directiva de Aresep:

[...] Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. [...]

Lo anterior es consistente con lo establecido en el RIOF, en cuanto al ejercicio de la competencia de fijación de precios y tarifas de los servicios públicos, que dispone en su artículo 17 inciso 1, que es función de la Intendencia de Energía fijar tarifas aplicando modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva.

Finalmente, el artículo 43 del Reglamento a la Ley 7593, citado, establece:

[...] Artículo 43.-Dictado de resoluciones de carácter tarifario.

Las resoluciones relativas a fijaciones ordinarias de precios, tarifas y tasas deberán dictarse dentro del plazo que ordena la ley y las extraordinarias, dentro de los quince () días naturales siguientes a la iniciación del trámite de estas fijaciones. (*) (Así reformado por el artículo 207 del decreto ejecutivo N° 35148 del 24 de febrero de 2009)*

En el caso de las fijaciones ordinarias, dichas resoluciones deberán referirse a todas las cuestiones atinentes al objeto de la audiencia correspondiente, a lo debatido en ella y a los elementos de juicio tomados en cuenta para dictarlas. [...]

Por otra parte, la Ley 10086 “Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”, tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Ley 10086, Artículo 1).

En cuanto a su alcance, la Ley 10086 es aplicable a todo abonado, generador distribuidor, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y operador del sistema. (Ley N° 10086, Artículo 3).

En concordancia con lo anterior, mediante el decreto ejecutivo N.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 a La Gaceta N.º 18 del 1 de febrero 2023, se aprobó el Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N° 43879-MINAE).

Así pues, de conformidad con el artículo 1 del Decreto 43879 MINAE, se establece el objetivo de esta norma, en el cual se indica lo siguiente:

[...] Artículo 1. Objetivo. El objetivo del presente reglamento, es regular en complemento con la ley 10086 la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional en las modalidades que indica la Ley, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad que se encuentran en la reglamentaciones dictadas por el MINAE y ARESEP [...]

En el artículo 3 de dicho decreto ejecutivo, se dispone es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas que posean, operen, diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen un recurso de energía renovable, ya sea para uso en las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al sistema nacional eléctrico así como a las empresas eléctricas cuando sus DER o dispositivos de energía renovable sean interconectados al SEN, en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares asociados a ser definidos por la Aresep.

Es de suma importancia el decreto por cuanto no solo regula a los abonados eléctricos y a las empresas distribuidoras, sino que también a las personas físicas o jurídicas involucradas con el ensamble, integración e instalación de los dispositivos o equipos conocidos de ahora en adelante como DERs.

Con respecto a la Ley 10086, se establece en lo conducente en su artículo 6 que, son funciones de la ARESEP:

[...]

a) Dictar, aprobar, y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos y los servicios auxiliares que estos puedan prestar, según lo dispuesto en la presente ley, en estricto apego a los principios regulatorios que orientan el proceso de regulación económica y de la calidad de servicio público relacionado con el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

b) Fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del SEN, según lo dispuesto en la presente ley, para el óptimo desarrollo de la energía eléctrica en Costa Rica y el mayor interés público la fijación tarifaria debe garantizar que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN, atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los

recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.

Las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red, así como cualquier otro que la ARESEP establezca mediante el instrumento regulatorio aplicable al efecto.

c) Dictar el instrumento regulatorio aplicable que fije el precio de compra de excedentes entre las empresas distribuidoras; así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido, así como de prestación de servicios auxiliares, definidos en el artículo 12 de la presente ley.

[...]

f) Definir y formalizar el instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios que deberán aplicar:

i) Las empresas distribuidoras para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.

ii) El OS para determinar la capacidad de penetración segura de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.

g) Dictar el instrumento regulatorio para habilitar la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN.

[...]

m) Dictar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para regular los servicios de interés general vinculante; al servicio público establecidos en la presente ley, así como definir los requisitos y las condiciones para otorgar la habilitación de estos; los cuales estarán sujetos a las obligaciones de servicio público tales como (i) calidad, (ii) cantidad, (iii) confiabilidad, (iv) continuidad, (v) oportunidad, (vi) seguridad, (vii) tarifas, (viii) garantías de acceso al servicio, (ix) prestación óptima, (x) suministro de información.

[...]

Como se puede observar la Ley 10086, dispone que la Aresep ejerza al amparo de sus competencias, la regulación de los servicios de interés general (que así corresponda, ver artículo 6 inciso b), aunque no se traten de servicios públicos en el sentido estricto, tomando en consideración que conforme al artículo 6 de dicha ley, la Aresep debe ejercer dichas funciones.

Ahora bien, sobre los servicios de interés general, de conformidad con el artículo 2 inciso s) de la Ley 10086, se indica lo siguiente:

[...] servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculados al servicio público de suministro de energía en todas sus etapas, para satisfacer necesidades de interés general sujetas a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable que establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el marco de la presente ley. [...]

Se desprende de lo anterior, que los servicios de interés general, -como lo son: a) la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora y d) reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)-, no son servicios públicos en sí mismos, pero pueden estar directamente vinculados a un servicio público, el de suministro de la energía eléctrica en todas sus etapas, lo que implica que podrían coadyuvar en la satisfacción del interés general.

Tal y como lo analizó la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP (DGAJR) mediante el oficio OF-0045-DGAJR-2022 -el cual analizó la implicaciones sobre el pago del canon de regulación a favor de la Aresep-, y de lo cual esta Intendencia coincide, la Ley 10086, estableció que los servicios de interés general, son servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculadas a un servicio público expresamente regulado por la Aresep, de forma que, se podrían encontrar íntimamente asociadas a dicha regulación, lo que implica que, a fin de prever una prestación adecuada de dicho servicio público, su regulación se debe extender a los servicios vinculados a éste, de manera que se

verifique que efectivamente se interrelacionan a la red eléctrica, colaborando y permitiendo una prestación conforme a la Ley 7593.

Si bien los servicios de interés general no necesariamente se encuentran automáticamente regulados por la Aresep, pasan a formar parte de dicho ámbito de regulación (en aplicación de la Ley 10086 y 7593), en el tanto, efectivamente se encuentren interactuando con la red eléctrica. Es decir, debe considerarse que los servicios de interés general se asocian al servicio de suministro de energía eléctrica y por ende, al ámbito de la regulación, en el momento en que se interconectan con el Sistema Eléctrico Nacional, sea entregando o no excedentes a la red (incisos k) y m) del artículo 2 de la Ley 10086), pues dicha interconexión, implica que se es parte de la red eléctrica, lo que claramente, puede tener implicaciones sobre la operación y funcionamiento de ésta.

De lo anterior, se puede concluir que, los servicios de interés general, dispuestos en el artículo 11 de la Ley 10086 dispone en su artículo 6, las funciones que le corresponde efectuar a la Aresep. Dichas funciones reflejan en conjunto el ejercicio de todas las potestades que se le han asignado a la Aresep mediante la Ley 7593, fiscalización, normativa, tarifaria y sancionadora, de modo que, el legislador está disponiendo que este Ente Regulador, le debe dar a dichos servicios un trato regulatorio con la misma amplitud que a los servicios públicos definidos en el artículo 5 de la Ley N° 7593. Lo anterior, en el entendido de que, dichos servicios de interés general efectivamente tengan una operación que interactúa con la red eléctrica.

En este contexto y tomando en cuenta la vasta normativa regulatoria sobre las fijaciones tarifarias, 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)”. Dicha metodología dispone lo siguiente:

[...]

La Intendencia de Energía deberá iniciar de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria.”

[...]

En contexto con lo anterior, el día 10 de julio del 2023 se apertura el expediente ET-048-2023 para la aplicación por primera vez de la resolución RE-0076-JD-2023 capítulo 2.

III. METODOLOGÍA TARIFARIA

El 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”, establece el capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido.

En este capítulo se establecen los principales objetivos:

- 1. Establecer un método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso para el generador distribuido acorde a la teoría del diseño de tarifas, que permita una adecuada asignación de costos en función de los requerimientos de capacidad, carga de energía, potencia y costos fijos del abonado-productor.*
- 2. Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de la generación distribuida al Sistema Eléctrico Nacional, de modo que las tarifas finales reflejen las condiciones económicas y técnicas que se requieren.*
- 3. Garantizar a los usuarios el servicio al costo, al incluir únicamente los costos fijos según su requerimiento de capacidad.*

4. *Garantizar a las empresas distribuidoras un flujo de ingresos acorde con su nivel de costos.*

Así como los siguientes alcances:

- a) *El método de cálculo de acceso modificará el cargo vigente para los productores-consumidores de electricidad.*
- b) *Se determinará una tarifa de acceso máxima, con lo cual se otorga la posibilidad a la empresa distribuidora de cobrar una tarifa menor, de conformidad con el principio de eficiencia, promoción de la actividad productiva, rentabilidad razonable y servicio al costo indicado en la Ley N° 7593, esta tarifa deberá ser de conocimiento de los usuarios, y deberá ser reportada a la ARESEP por medio de las solicitudes de información periódica.*
- c) *La tarifa de acceso se define como: el monto máximo que la empresa distribuidora de energía eléctrica puede cobrar al generador distribuido por concepto de acceso, de acuerdo con su consumo natural por kWh.*
- d) *La tarifa de acceso se aplicará como un cargo adicional a los servicios con generación distribuida, para los cuales se aplica una facturación monómica, de este modo, los servicios que posean una facturación binómica no tendrán que pagar este cargo adicional de acceso, sino que tendrán que realizar el pago binómico que corresponda, según el pliego tarifario del sistema de distribución.*
- e) *Constituye un procedimiento asociado a las fijaciones tarifarias ordinarias de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593, de modo que su cálculo se deberá desarrollar como parte de los estudios ordinarios correspondientes.*
- f) *El método de cálculo de acceso será parte de las fijaciones tarifarias que se realizan a todas las empresas distribuidoras y deberá consignarse en el pliego tarifario del sistema de distribución.*

De acuerdo con lo anterior, la metodología establece una fórmula general para calcular la tarifa de acceso máxima, para lo cual es fundamental obtener una muestra de servicios que cuenten con generación distribuida, con el fin de aproximar el requerimiento de capacidad promedio mensual de este tipo de servicios, a partir de la determinación de la demanda máxima.

Esta potencia será multiplicada por el precio respectivo según la categoría tarifaria, a fin de determinar cuál es el aporte esperado de dichos servicios y se contrastará contra

el aporte que realizan los generadores distribuidos, a partir de la potencia implícita tal y como se mostrará en secciones siguientes.

La diferencia entre ambos montos se dividirá por el consumo natural promedio de los clientes con generación distribuida, a fin de determinar una tarifa de acceso en función de su consumo natural.

De este modo, la tarifa de acceso máxima se obtendrá aplicando la siguiente fórmula general:

$$TA_{t+1} = \frac{ARC_{t+1} - API_{t+1}}{CNP_{t+1} * N_{t+1}}$$

Formula 2.1

Donde:

- TA_{t+1} = Tarifa de acceso para el periodo "t+1", que se cobrará por cada kWh de consumo natural (colones/kWh).
- ARC_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario "t+1", en colones.
- API_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario "t+1", en colones.
- CNP_{t+1} = Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida estimados para el periodo "t+1". Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumirá un servicio con generación distribuida en el periodo "t+1".

Esta tarifa de acceso se estimará de modo independiente para cada empresa distribuidora, y por consiguiente en cada aplicación se utilizará la información específica de sus clientes.

A continuación se detallan la operación de la presente aplicación.

IV. ANÁLISIS TARIFARIO

1. Análisis de la información remitida por las empresas

Durante los meses de mayo a junio del presente año las empresas distribuidoras entregaron información de sus clientes del servicio de generación distribuida al ente regulador, en respuesta a la solicitud realizada por este ente (ver antecedentes del 24 al 47).

La información entregada por las empresas distribuidoras se complementó con los datos disponibles en la Aresep producto de la campaña de medición a servicios de generación distribuida realizada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y que contó con la participación de todas las empresas distribuidoras.

Lo anterior con el objetivo que el proceso de recolección sea aprovechado en diversos estudios, propiciando la eficiencia operacional y economía procesal.

Los datos consolidados de ambas fuentes fueron analizados de forma integral, validando la coherencia contra los datos remitidos de modo periódico, relacionados con los servicios con generación distribuida, se valoraron la presencia de valores atípicos o extremos. Los registros con problemas de calidad fueron descartados.

A partir de esto la distribución de abonados en la muestra es la siguiente:

Cuadro 1
Servicios de generación distribuidos considerados en la muestra, por empresa y grupo tarifario.

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	Preferencial de carácter social
ICE	58	71.0	4.0	1.0
CNFL	259	149	14	7
Jasec	9	23	1	1
Esph	54	28	3	7
Coopesca	4	9	6	n.a
Coopeguanacaste	6	15	1.0	n.a
Coopesantos	16	26	1.0	1
Coopealfaroruiz	4	n.a	1.0	n.a

Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario o bien no cuentan con servicios de generación distribuida en dicha tarifa se rellena la casilla con n.a.

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

2. Tarifa resultante.

- **Determinación del consumo natural mensual promedio por los servicios con generación distribuida estimados y cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes para el periodo “t+1”**

A partir de la información real a mayo de 2023, se proyecta el periodo junio a diciembre de 2023.

Se proyectan los abonados esperados en generación distribuida a partir de modelos estadísticos a partir de su propia serie histórica. Debido a las importantes variaciones que presenta las series en el corto plazo, producto del crecimiento acelerado de generadores distribuidos que se agregan mes por mes, se realizaron valoraciones en la estructura de la serie para ajustar la proyección, en la mayoría de las empresas se utilizó el suavizamiento exponencial como método de estimación.

A partir de lo anterior, se esperan la siguiente media de generadores distribuidos por empresa distribuidora, durante el año 2023:

Cuadro 2
Cantidad de generadores distribuidos, por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	Media de abonados totales	Media de abonados con pago de tarifa de acceso
ICE	1 361	1 179
CNFL	1 431	1 148
Jasec	67	40
Esph	202	186
Coopesca	94	63
Coopeguanacaste	362	329
Coopesantos	92	68
Coopealfaroruiz	9	9

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

En el cuadro anterior del total de abonados se puntualiza en los generadores

Distribuidos que deberán pagar tarifa de acceso, es decir para los cuales se aplica una facturación monómica, ya que, los servicios que posean una facturación binómica no tendrán que pagar este cargo adicional de acceso, sino que tendrán que realizar el pago binómico que corresponda, según el pliego tarifario del sistema de distribución.

El consumo natural mensual promedio por servicio para el periodo 2022 se determina como la suma del consumo natural de todos los servicios con generación distribuida para el periodo respectivo (es decir la suma del consumo natural de todos los meses, para todos los servicios), dividido entre la cantidad de servicios reportados en todos los meses.

Para lo anterior, se utiliza la información proveniente de la resolución RIE-089-2016, anexo 3 y 4, que las empresas entregan de forma periódica mensual al ante regulador.

Cuadro 3
Consumo natural medio mensual de generadores distribuidos (en kWh), por empresa distribuidora. 2023

Empresa	Consumo natural ^{1/}	Total de servicios facturados	Consumo natural mensual promedio
ICE	21 297 110	12 583	1 692.5
CNFL	23 036 462	11 487	2 005.4
Jasec	1 060 023	446	2 376.7
Esph	2 976 949	1 813	1 642.0
Coopesca	1 735 614	700	2 479.4
CoopEGUANACASTE	7 803 436	3 094	2 522.1
Coopesantos	1 247 349	731	1 706.4
CoopEALFARORUIZ	298 982	102	2 931.2

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

- **Determinación del aporte por requerimiento de capacidad demandado por los clientes de generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”.**

Para la determinación del aporte por requerimiento de capacidad de los clientes con generación distribuida estimados para el periodo tarifario 2023, se deben tomar los datos de la muestra de generadores distribuidos de y se deberá tomar la información de la potencia máxima.

El valor de la variable $DMT_{s,t+1}$ se obtiene a partir de la suma de las demandas máximas obtenidas para los servicios seleccionados en la muestra, multiplicadas por el factor de expansión poblacional.

Cuadro 4
Suma de las demandas máximas (kW) de todos los servicios con generación distribuida, por empresa y grupo tarifario. 2023

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	Preferencial de carácter social
ICE	5 295.0	6 185.0	475.6	41.6
CNFL	4 117.4	4 704.6	916.4	59.0
Jasec	73.2	435.9	24.7	5.2
Esph	790.9	700.4	74.4	102.8
Coopesca	122.4	455.8	488.9	n.a
CoopEGuanacaste	1 956.4	1 777.4	74.1	n.a
Coopesantos	118.3	381.0	28.4	3.0
CoopEAlfaroruz	49.2	n.a	58.8	n.a

^{1/} Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario o bien no cuentan con servicios de generación distribuida en dicha tarifa se rellena la casilla con n.a.

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Para definir el aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario 2023, en colones, se requieren el precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para cada grupo tarifario en el periodo 2023. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos se hará una aproximación.

Las tarifas que se encuentran vigentes para el segundo semestre del año 2023 son las establecida mediante resolución RE-0060-IE-2023 del 28 de junio de 2023, publicada en el diario oficial la Gaceta N°117, Alcance N°124 del 29 de junio de 2023.

A partir de los datos anteriores se estima el siguiente aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo 2023

Cuadro 5
Aporte por requerimiento de capacidad demandado (ARC) por los servicios con generación distribuida, por empresa distribuidora. 2023
 (datos en millones de colones)

Empresa	ARC
ICE	116.6
CNFL	97.0
Jasec	4.5
Esph	13.4
Coopesca	5.1
CoopEGUANACASTE	34.3
Coopesantos	7.3
CoopEALFARORUIZ	0.9

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

- **Determinación del aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”.**

Para la determinación del aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario 2023 se deben tomar los datos de la muestra de generadores distribuidos luego estimar la potencia implícita en kW y multiplicar ese valor obtenido por el precio de la potencia en colones por kW.

En primer lugar se estima el factor de carga implícito que permite estimar una potencia equivalente con el pago binómico de la potencia implícita que se cubre al momento de aplicar una tarifa Monómica.

Considerando las tarifas que se encuentran vigentes para el segundo semestre del año 2023 son las establecida mediante resolución RE-0060-IE-2023 del 28 de junio de 2023, publicada en el diario oficial la Gaceta N°117, Alcance N°124 del 29 de junio de 2023 y aplicando la fórmula 2.9 de la metodología en cuestión, se obtienen los siguientes factores:

Cuadro 6
Factor de carga implícito, por empresa y grupo tarifario. 2023

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	Preferencial de carácter social
ICE	0.3421	0.3421	0.3421	0.3421
CNFL	0.3502	0.3502	0.3502	0.3052
Jasec	0.3227	0.3227	0.3227	0.2863
Esph	0.2933	0.2900	0.2899	0.2899
Coopesca	0.3218	0.3661	0.3569	n.a
CoopEGuanacaste	0.3542	0.3542	0.3542	n.a
Coopesantos	0.3490	0.3490	0.3490	0.3490
CoopEAlfaroruz	0.3355	0.3355	0.3355	n.a

1/ Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario se rellena la casilla con n.a.

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Por otra parte, para la determinación del total de energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados por grupo tarifario durante 2023, se toma el dato de la energía comprada por los clientes de la muestra seleccionada y se multiplica por el factor de expansión poblacional. De esta forma se estima la siguiente energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida

Cuadro 7
Compra total mensual de energía de clientes con generación distribuida, por empresa y grupo tarifario. 2023
(datos en MWh)

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			Preferencial de carácter social
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	
ICE	495.4	804.7	64.0	8.7
CNFL	428.8	459.0	39.5	14.5
Jasec	3.3	54.3	1.1	0.3
Esph	47.8	58.9	28.5	8.9
Coopesca	14.3	57.7	24.5	n.a
CoopEGuanacaste	358.5	105.0	4.4	n.a
Coopesantos	6.5	56.7	0.3	0.5
CoopEAlfaroruz	4.8	n.a	2.4	n.a

*1/ Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario o bien no cuentan con servicios de generación distribuida en dicha tarifa se rellena la casilla con n.a.
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

El factor de carga implícito y la energía comprada mensualmente permiten estimar la potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida durante el periodo 2023. A continuación se presenta la estimación respectiva

Cuadro 8
Potencia implícita mensual de clientes con generación distribuida, por empresa y grupo tarifario. 2023
(datos en kW)

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			Preferencial de carácter social
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	
ICE	2 011.4	3 267.3	259.9	35.1
CNFL	1 700.5	1 820.4	156.6	66.1
Jasec	14.4	233.8	4.7	1.7
Esph	227.5	283.8	35.5	42.8
Coopesca	61.6	219.0	95.3	
CoopEGuanacaste	1 405.5	411.7	17.4	
Coopesantos	25.7	225.6	1.3	2.0
CoopEAlfaroruz	20.1		9.9	

*1/ Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario o bien no cuentan con servicios de generación distribuida en dicha tarifa se rellena la casilla con n.a.
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

Considerando la potencia implícita y el pliego tarifario vigente (RE-0060-IE-2023 del 28 de junio de 2023, publicada en el diario oficial la Gaceta N°117, Alcance N°124 del 29 de junio de 2023) se estima el aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario 2023, tal como se muestra:

Cuadro 9
Aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita (API), por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	API
ICE	54.9
CNFL	36.5
Jasec	2.2
Esph	4.7
Coopelesca	1.8
CoopEGuanacaste	16.0
Coopesantos	3.7
Coopealfaroruiz	0.2

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Con los datos calculados en cuadros 1 a 7 se posibilita el cálculo de la tarifa de acceso por empresa distribuidora, aplicando la fórmula 2.1 de la metodología RE-0076-JD-2023. A partir de esto se proponen las siguientes tarifas de acceso (TA):

Cuadro 10

Tarifa de acceso por empresa distribuidora

Tarifa por kWh

Empresa	Tarifa de acceso (TA)
ICE	30.94
CNFL	26.27
Jasec	24.79
Esph	15.55
Coopesca	21.84
Coopeguanacaste	22.10
Coopesantos	31.18
Coopealfaroruiz	25.37

[...]

VI. CONCLUSIONES

1. La Junta Directiva de la Aresep, por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 aprobó la metodología para el cálculo de la tarifa de acceso, en la cual se instruye la aplicación por primera vez de lo dispuesto en este instrumento regulatorio.
2. La Intendencia de Energía como aplicador de la metodología establecida, elaboró y socializó los formularios de información requerida con las empresas distribuidoras para la aplicación por primera vez del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”.
3. Durante los meses de mayo a junio del presente año las empresas distribuidoras entregaron información de sus clientes del servicio de generación distribuida. Esta información se complementó con los datos disponibles por el regulador producto de la campaña de medición a servicios de generación distribuida realizada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación durante el año 2021 y que contó con la participación de todas las empresas distribuidoras.
4. Se emplean las fórmulas 2.1 a 2.10 de la metodología según RE-0076-JD-2023 y se estiman la demanda máxima de los generadores distribuidos que determina el aporte esperado de dichos servicios, el aporte que realizan los generadores distribuidos, a partir de la potencia implícita, el consumo natural

promedio de los clientes con generación distribuida. Variables necesarias para determinar una tarifa de acceso en función de su consumo natural.

5. A partir de la información se define una tarifa máxima de acceso, en su aplicación por primera vez de la siguiente forma:

Empresa	Tarifa de acceso ¢ por kWh (TA)
ICE	30.94
CNFL	26.27
Jasec	24.79
Esph	15.55
Coopesca	21.84
Coopguanacaste	22.10
Coopesantos	31.18
Coopelfaroruiz	25.37

[...]

- II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0184-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

La Audiencia Pública se realizó, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N.º 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la citada Ley (Decreto N.º 29732-MP).

Según el informe de oposiciones IN-0503-DGAU-2023 (folios 120 al 122) del 17 de agosto de 2023, emitido por la Dirección General de Atención al Usuario, se presentaron 7 posiciones admitidas a la propuesta tarifaria, las cuales se analizan de seguido.

1. **Coadyuvancia:** Adolfo Alpízar López, cédula de identidad N° 1-1158-0800
Observaciones: *Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta escrito.*
Notificaciones: Al correo electrónico: a.alpizar@grupodedno.com

El señor Alpízar indica: “Me parece que es una forma en que se fomenta que se puedan aprovechar esos recursos de generación que actualmente no se están aprovechando y que no solo se aproveche en el sitio donde se genera, sino que se aproveche hacia todos los costarricenses. La consulta es la siguiente, es que si cuando se hace un ajuste tarifario se le aplica, si se le

aplica a todas las plantas o solo a las que se gestionen nuevas. Porque cuando, porque puede haber algún tipo de contrato con la empresa distribuidora o si el contrato va a quedar abierto a que se va a regir en función a los ajustes tarifarios, esa es la consulta básicamente.”

Respuesta:

Se agradece al señor Adolfo, la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se le indica que la Intendencia de Energía (IE) es consciente de la necesidad que se aprovechen de forma oportuna los recursos naturales y con ello hacer un uso eficiente de la energía; así mismo, la IE está comprometida en actuar según la facultades que le competen para garantizar que las tarifas de electricidad sean competitivas, así mismo velamos por la calidad y confiabilidad de la red eléctrica nacional, el cual tiene un impacto importante en la economía del país.

En materia eléctrica se tramitan a lo interno de la IE diferentes tipos de fijaciones tarifarias, según la naturaleza de la misma, los estudios tarifarios pueden ser de carácter ordinario (aquellos que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de la Ley 7593) los cuales pueden ser de oficio (la Aresep lo apertura) o a petición de parte (los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año) también la ley nos faculta a realizar fijaciones extraordinarias (las cuales consideran variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste) se pueden realizar de oficio o a petición de parte.

A nivel de Aresep, la organización interna establece que hay una Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) que se encarga de desarrollar los instrumentos metodológicos que posteriormente Junta Directiva aprueba y la IE debe aplicarlos tal cual indiqué la metodología tarifaria como es el caso de la metodología RE-0076-JD-2023 de generación distribuida la cual en este informe estamos aplicando; contamos con metodologías tarifarias ordinarias para los servicios de generación, distribución y transmisión para las empresas públicas, municipales y cooperativas, metodologías para generación privada según se indica en la Ley 7200, como lo son las plantas hidroeléctricas nuevas y las existentes, entre otras las cuales se encuentran públicas en la página institucional <https://aresep.go.cr/electricidad/metodologias/>.

Referente a su consulta puntual, la misma se atiende en el expediente ET-047-2023 donde se desarrolla el capítulo 1: método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos.

En caso de que requiera acompañamiento y/o asesoría en cuanto a la Ley 7200 de generación privada no dude en contactarnos vía correo electrónico a la dirección ienergia@aresep.go.cr, estamos en la mayor disposición de colaborar dentro de lo que el marco técnico y legal nos permite.

2. **Oposición:** *Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L., cédula jurídica número 3-004-045260, representada por el señor Mario Patricio Solís Solís, cédula de identidad número 1-1082-184, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Legal Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CSGG-348-08-2023*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerencia@coopesantos.com*

La posición de Coopesantos hace referencia a al capítulo 1: Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicables a los recursos energéticos distribuidos y capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compraventa de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, así que las respuestas a los planteamientos del oponente son atendidas en los expedientes ET-047-2023 y ET-049-2023 respectivamente.

3. **Oposición:** *Instituto Costarricense de Electricidad, cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Randall Hume Salas, cédula de identidad número 3-0276-0808, en su condición de Representante ante la Aresep.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 5407-127-2023*

Notificaciones: *Al correo electrónico: aalvaradohe@ice.go.cr , rhume@ice.go.cr*

El señor Hume aclara que no se opone a las propuestas elaboradas por Aresep, presentando una coadyuvancia parcial siendo que al analizar las propuestas se realizan una serie de observaciones con el fin de que estas sean valoradas por el ente regulador y se consideren previo a la resolución.

Respecto al capítulo 2 Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”, no se presenta objeción a lo propuesto por el ente regulador.

Por su parte, la posición del ICE hace referencia a la aplicación homologa de los capítulos 1, 2 y 3, así que las respuestas a estos planteamientos son

atendidas en los expedientes ET-047-2023, ET-049-2023 y ET-050-2023 respectivamente.

4. **Coadyuvancia:** Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula jurídica 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan de Jesus Benavides Vílchez cedula de identidad: 4-0102-1032, en su condición de presidente y representante Judicial y Extrajudicial. **Observaciones:** No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito el señor Rubén Zamora Castro, cédula de identidad 1-1054-0273, en su condición de apoderado general específico para atender ante la Aresep gestiones, exponer en audiencias, presentar escritos.

Notificaciones: Al correo electrónico: ruben@zamoracr.com, rzc@aguilarcastillolove.com.

El CEDET se refiere a los cuatro capítulos metodológicos contenidas en la resolución RE-0076-JD-2023 publicada en el Alcance 86 a la Gaceta 83 del 12 de mayo de 2023.

Respecto a su posición a lo dispuesto en atención del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” el CEDET expresa la necesidad de esta metodología, por cuanto la tarifa de acceso está enfocada en costos fijos del respaldo de la red de distribución, para esto valora la definición del consumo natural poder contemplar dentro de la tarifa de acceso todas las necesidades de costos fijos de la red de distribución.

Respuesta:

La Autoridad Reguladora agradece la participación en el proceso de audiencia pública al CEDET, además se le indica que la Intendencia de Energía (IE) es consciente de la necesidad que se aprovechen de forma oportuna los recursos naturales y con ello hacer un uso eficiente de la energía; así mismo, la IE está comprometida en actuar según la facultades que le competen para garantizar que las tarifas de electricidad sean competitivas, así mismo velamos por la calidad y confiabilidad de la red eléctrica nacional, el cual tiene un impacto importante en la economía del país.

5. **Oposición:** *Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-000046, representada por el señor José Mario Jara Castro, cédula de identidad número 1-0994-0273, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.*
Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 2001-1041-2023.*
Notificaciones: *Al correo electrónico: gerenciageneral@cnfl.go.cr*

La CNFL argumenta:

1. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita a la ARESEP, incluir en la aplicación tarifaria de tarifas de interconexión, la siguiente aclaración:

Para sistemas de más de 1 MW de capacidad, la empresa distribuidora debe desarrollar un estudio de interconexión particular, cuyo costo debe ser cubierto por el interesado. El costo, plazo y procedimiento para la aplicación del estudio de interconexión por parte de la empresa distribuidora será establecido por la ARESEP.

2. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita que se realice una homologación más definida de los componentes en los costos a considerar para cada una de las etapas de interconexión, con el fin de que los costos incorporados en la tarifa no sean tan distantes entre sí para cada empresa distribuidora y se logre una mejor homogeneidad de los elementos a utilizar para su cálculo.

3. ET-0048-2023/IN-0126-IE-2023/CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO.

La CNFL indica que actualmente la CNFL tiene alrededor de 1300 clientes en modalidad medición neta sencilla con contratos que tienen vigencias de hasta 10 años y de acuerdo con la Ley 10086 transitorio V estos contratos quedan vigentes, hasta que la empresa logre un acuerdo con el cliente o el cliente por voluntad propia desee firmar un nuevo contrato.

CNFL solicita Indicar la (s) tarifa (s) a aplicar a los clientes que mantienen el contrato vigente de neteo sencillo, adicionalmente que quede especificado dentro del alcance de la tarifa o en un transitorio.

4. ET-0049-2023/IN-0127-IE-2023/CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Se solicita que se incluya en la aplicación de la tarifa de compra de excedentes, la siguiente excepción para la CNFL:

Para los clientes con tarifa residencial horaria de la CNFL, la energía generada y depositada al sistema de distribución los días sábado y domingo, en el periodo de 10:00 am a 12:30 pm y de 5:30 pm a 8:00 pm, susceptible de ser comprada mediante la tarifa de excedentes, será registrada y reconocido como energía de bloque valle.

5. ET-0050-2023/IN-0125-IE-2023/CAPÍTULO 4: PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN.

Aclarar la forma en que se garantizará este cargo de los recursos energéticos distribuidos.

6. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023. ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA: INCORPORACIÓN EN LOS FORMULARIOS INDICADOS EN LA RE-0032-IE-2019 LA INFORMACIÓN DE LAS CUENTAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Adaptar los formularios de contabilidad regulatoria presentados en los estudios tarifarios con la información necesaria de Generación Distribuida con el fin de poder cumplir con la incorporación de estos datos en la próxima petición tarifaria que realice la CNFL, S.A.

**7. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE
CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

Enviar por parte de la ARESEP un nuevo catálogo de cuentas regulatorias donde se incorpore todo lo relacionado con Generación Distribuida, ya que sería el insumo esencial para poder incluir en las peticiones tarifarias que realice la CNFL.

**8. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ**

Se solicita que la implementación por primera vez de estas tarifas se realice cuatro meses después de su publicación, con el fin de contar con el tiempo necesario para realizar las modificaciones al sistema comercial y sus respectivas pruebas, con el propósito de confirmar la correcta aplicación de las lógicas que se crearán y lograr la correcta funcionabilidad de las tarifas propuestas por la ARESEP.

Petitoria:

Se solicita se tomen en cuenta las peticiones realizadas en todo lo expuesto; en caso de que no sean consideradas las peticiones o modificaciones presentadas, se solicita fundamentar y establecer de forma clara las razones por las que dichas peticiones no son consideradas.

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por CNFL:

- 1. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.*
- 2. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.*
- 3. Respecto a lo argumentado por CNFL en su posición presentada es importante aclarar que no se identifica ningún argumento que explícitamente este contrario a la aplicación técnica de la metodología en cuestión propuesta por la Intendencia de Energía, lo que se presenta por parte de CNFL, para el capítulo #2 en particular, es una serie de consultas respecto a la forma de operar para clientes con contratos con el modelo anterior vigente (que firmaron por un modelo neteo sencillo con una tarifa*

específica) y que quedaría derogada la metodología de cálculo con su contrato “Medición neta sencilla”. Puntualmente se consulta:

- a. *¿La aplicación de la tarifa de acceso a los clientes con contrato vigente bajo el neteo sencillo (decreto 39220) debe ser de la misma manera que para los nuevos contratos que se firmen bajo la ley 10086, es decir, sobre el consumo natural y solo a los clientes monómicos, implicando esto que a los clientes binómicos se les debe cobrar la demanda de potencia, según el bloque de consumo al que corresponda su consumo natural? En caso de que no sea de esta manera, favor aclarar cómo se debe cobrar la tarifa de acceso a esos clientes.*
- b. *¿Aplica la tarifa TDER a los clientes con contratos vigentes bajo el neteo sencillo (decreto 39220)?*
- c. *¿Aplica la tarifa de compra de excedentes a los clientes con contratos vigentes bajo el neteo sencillo (decreto 39220)?*

En relación con la consulta del tema contractual, se aclara que los contratos que fueron firmados antes de la entrada en vigencia de la Ley 10.086 les aplicaba otro instrumento jurídico y reglamentario, por lo que no pueden cobrarse según lo dispuesto en el presente instrumento tarifario en aplicación, razón por la cual cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

Al respecto, se reitera lo expresado por CDR en el informe IN-0009-CDR-2023, la tarifa de acceso actual será modificada por este nuevo método, razón por lo cual no habrá dos tarifas de acceso (se deroga la anterior).

Respecto a las dudas sobre la forma de cobro, se aclara que la energía que se debe facturar es la energía retirada (medida en el medidor bidireccional), no se les debe cobrar por la energía que el generador distribuido haya generado y consumido.

Ante esto la metodología cita en el apartado C. Disposiciones Generales del capítulo 2:

*“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
(...)”*

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” (el subrayado es propio).

Por lo tanto, el generador distribuido deberá pagar por la energía retirada respecto al bloque en que corresponda, ya que solo se debe cobrar por la energía que la empresa distribuidora haya vendido (energía retirada medida en el medidor bidireccional), de la misma forma que se debe cobrar por la demanda máxima del bloque tarifario binómico que corresponda, por lo que el prosumidor en bloque binómico solo debe cancelar por la energía que está comprando a la empresa distribuidora.

- 4. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.*
- 5. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.*
- 6. Esta Intendencia está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) para que permita una apropiada asignación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos, lo que implica el levantamiento de los planes de cuentas para estandarizar, simplificar y transparentar los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos de tal manera que los costos actuales y los que las empresas requieran incurrir conforme aumente la participación en generación distribuida se trasladen según se dispone en la Ley 10086 y la RE-0076-JD-2023 para las aplicaciones futuras de la tarifa de interconexión y T-DER.*

Una vez se cuente con los planes de cuenta de contabilidad regulatoria para generación distribuida se analizará y se indicará a las empresas distribuidoras la forma de presentar esos costos a la luz de la RE-032-2019.

- 7. Como se indicó en el punto anterior, la IE está trabajando en la formulación del plan de cuentas de generación distribuida y la incorporación a la contabilidad regulatoria, el cual se comunicará oportunamente a las distribuidoras.*
- 8. La metodología RE-0076-JD-2023, en el capítulo 1, apartado 3.2 aplicación por primera vez establece los plazos para la IE de inicio de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°.*

7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria. Como se indicó en puntos anteriores, IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).

En este sentido, está Intendencia es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias, la IE debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva

De lo anterior se deduce la imposibilidad que tiene la Intendencia de Energía de modificar los plazos para la aplicación por primera vez, cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

6. **Oposición:** Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, cédula jurídica número 3-002-793035, representada por el señor Jan Christopher Borchgrevink Danielson cedula de residencia: 157800002725, en su condición de presidente con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CGD-PE-0019-2023 (visible a folio 409)

Notificaciones: Al correo electrónico: direccionejecutiva@camaracgd.com

EL Señor Danielson, presenta la siguiente posición:

I REQUERIMIENTO INDISPENSABLE Y URGENTE DE ACLARACIÓN CONCEPTUAL EN ESTA FIJACIÓN DE TARIFAS EXPEDIENTES ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 Y ET-050-2023.

El oponente hace referencia a una serie de situaciones que han venido aconteciendo por parte de las empresas de distribución eléctrica entre las cuales cita:

- CNFL publicó el reglamento temporal para la atención de recursos energéticos distribuidos para autoconsumo.
- El ICE publicó las Disposiciones temporales para la atención de los recursos energéticos distribuidos para autoconsumo en el ICE.

En el caso del ICE el documento “Contrato de servicio de interconexión modalidad autoconsumo por medio de recursos distribuidos” estableció desde el 13 de julio anterior lo siguiente:

VIGÉSIMA SEXTA: CONTABILIZACION Y COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES PARA MODALIDAD CON ENTREGA DE EXCEDENTES

Para el caso de la modalidad con entrega de excedentes, la **DISTRIBUIDORA** establecerá una contabilidad de energía recibida en la red para su eventual liquidación una vez que la **ARESEP** defina el techo de la banda tarifaria de compra de excedentes.

Se establecerá las siguientes condiciones para la liquidación de excedentes se considerará lo siguiente:

Durante los meses de baja excedencia del Sistema Eléctrico Nacional, la **DISTRIBUIDORA** comprará energía a 27 ¢/kWh, por el contrario, para los meses de alta excedencia la **DISTRIBUIDORA** se comprará energía a 2.7 ¢/kWh

Los meses de baja excedencia son febrero, marzo, abril y mayo, por el contrario, los meses de alta excedencia serán los meses restantes.

Los excedentes **serán contabilizados** a partir del próximo mes facturación una vez sea interconectado el **GDA**, la **DISTRIBUIDORA** no compensará dichos excedentes hasta que la **ARESEP** defina la tarifa de compra/venta de excedentes y pueda ser adoptada por la empresa **DISTRIBUIDORA**.

Se alega que las tarifas que están por definirse por parte de esta Autoridad reguladora están estipuladas como tarifas máximas, lo cierto del caso es que, al definirse por el ICE una tarifa no autorizada vía contrato de interconexión, el PDER tendría que aceptar dicha tarifa por el plazo de vigencia del contrato sin una indicación de la variación propia de las tarifas por cada vez que esa Intendencia realice la fijación así como una aceptación a una tarifa significativamente menor a las propuestas por la Aresep. Totalmente contrario a la Ley 10.086 y la regulación general en materia de tarifas.

Lo que para el oponente denota claramente la intención de la empresa distribuidora de no aplicar aquello que determine la Aresep si no aplicar sus propias reglas para la compensación económica de los excedentes.

Por su parte, la CNFL estableció respecto de la interconexión, requisitos asociados a la modalidad sin entrega de excedentes considerando la metodología tarifaria de cargos por interconexión, al respecto, su reglamento temporal indicó que:

Artículo 18. Etapas para la interconexión de generación distribuida sin entrega de excedentes a la red

Para la interconexión de sistemas de generación distribuida para autoconsumo sin entrega de excedentes se deberá cumplir las siguientes etapas:

1. Solicitud de disponibilidad de potencia en circuito
2. Solicitud de inspección
3. Solicitud de reinspección (en caso de que la inspección resulte en un rechazo)
4. Presentación de la declaración jurada.
5. Solicitud de instalación del medidor de generación e interconexión

Artículo 19. Previo a la solicitud de disponibilidad de potencia en circuito

Antes de presentar una solicitud de disponibilidad de potencia la persona interesada debe verificar que el circuito al que se interconectará el DER no haya alcanzado su capacidad de penetración, publicada en el portal Web de la CNFL. Además, el servicio no debe contar con medición totalizada.

Similar situación ocurrió en un caso de la empresa Copelesca donde la cooperativa indicó:

Conservemos hoy nuestro futuro

Copelesca
FORJANDO EL DESARROLLO DE LA ZONA NORTE

El Usuario debe pagar por dicho trámite las tarifas de Interconexión cuya Metodología aprobó la ARESEP recientemente mediante la Resolución RE-0076-JD-2023 del 4 de mayo de 2023 la cual aplica tanto a generadores distribuidos con o sin entrega de excedentes, puesto que va dirigida a cualquier recurso energético distribuido sin ninguna diferencia si entrega o no entrega excedentes, como consta en el Alcance de la Metodología:

1.2. Alcance

- a) El método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión es definido para los siguientes DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo (b) los sistemas de almacenamiento de energía; (c) cualquier otro DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086.

En consecuencia, TODO sistema de generación distribuida para autoconsumo se debe realizar el trámite de interconexión, el cual, contempla las siguientes etapas:

Definir las etapas asociadas a los cobros de interconexión que realizará la empresa distribuidora de energía eléctrica a los DER, a saber: **Etapa 1:** Solicitud de la interconexión, **Etapa 2:** Estudios de ingeniería e inspección inicial, **Etapa 3:** Inspección final y puesta en marcha, **Etapa 4:** Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa.)

Las etapas antes mencionadas son las que no se realizaron en la instalación de paneles solares de Llantas del Pacífico y dicha omisión debe subsanarse en este momento mediante los documentos, estudios e inspecciones correspondientes.

Donde es claro que la empresa de distribución de energía eléctrica, además operadora y propietaria de la red toma la metodología tarifaria contenida en la resolución RE-0076-JD-2023 para utilizarla a su favor, particularmente la correspondiente a cargos de interconexión, estableciendo para sí requisitos previos diferentes de la declaración jurada que establece la Ley y el Reglamento.

Seguidamente, mencionan lo establecido en el artículo 8 de la Ley 10086 por medio del cual se definen las obligaciones de los generadores distribuidos y personas físicas o jurídicas que posean y operen DER así como del Reglamento a la Ley 10.086, Decreto Ejecutivo 43.879-Minae, el cual estableció en su artículo 9 las responsabilidades y obligaciones del PDER con un sistema de GDA en operación sin isla, en paralelo con o sin entrega de excedentes.

A lo cual concluyen que la Ley No. 10.086 y tampoco el Reglamento a dicha Ley determinan requisitos previos para la puesta en operación de proyectos de GDA bajo la modalidad sin entrega de excedentes, por el contrario, ambos instrumentos normativos establecen como mecanismo de control para la interconexión tanto 1) la declaración jurada emitida por un profesional en ingeniería, 2) como el cumplimiento de la normativa vigente y adicionalmente se dispone que las empresas distribuidoras podrán realizar las verificaciones que estimen convenientes.

Así mismo destacan que la declaración jurada descrita en la Ley no es un documento vacío de contenido legal y normativo, tampoco de contenido técnico, muy por el contrario, la misma ley estableció los requisitos que podrán ser validados por las empresas propietarias y operadoras de la red de distribución para dichas declaraciones juradas, entre ellas:

- 1) Que el profesional que la suscribe la certificación se encuentre inscrito en el CFIA e inclusive podría verificarse su condición de activo.*
- 2) El cumplimiento de las exigencias técnicas aplicables conforme a la normativa vigente.*
- 3) El cumplimiento de los requisitos de calidad, confiabilidad y seguridad de los equipos y sus componentes.*

Afirman que la autorización que describe el Reglamento es para la modalidad con entrega de excedentes, no así para la modalidad sin entrega de excedentes, sin embargo, como se mostró anteriormente, las empresas de distribución eléctrica han utilizado la resolución RE-0076-JD-2023 para confundir y generar requisitos que ni la Ley ni el Reglamento han establecido, de aquí que esa Cámara empresarial en defensa de los intereses de los usuarios, requiere con urgencia la intervención de la Aresep.

De lo anterior se denota con total claridad que las empresas de distribución de energía eléctrica han aplicado a su discreción y de manera aislada aspectos de la metodología tarifaria contenida en resolución RE-0076-JD-2023 obteniendo provecho de la ausencia de otros instrumentos como normas técnicas e inclusive la misma definición final del “Procedimiento de capacidad de penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN (Ley 10.086)” derivando del único instrumento regulatorio vigente un sin número de requisitos de interconexión y condiciones obligatorias para los usuarios.

Petitoria:

Con base en lo anterior, se solicita de manera urgente e inmediata que, en esta fijación tarifaria se aclare y reitere con mayor precisión y suficiente amplitud las potestades de Aresep, su rol en la promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos, la limitación de las empresas eléctricas a definir tarifas o requisitos previos sin fundamento legal, el alcance y propósito de la resolución RE-0076-JD-2023 entendiéndose que ese instrumento regulatorio es el procedimiento definido para establecer las tarifas aplicables a los DERs y este no sustituye ni reemplaza las normas existentes, la Ley 10.086, su Reglamento, las Normas Técnicas vigentes, tampoco debe derivarse de éste requisitos para la interconexión, aceptación o de determinación de condiciones previas para que un PDER cuente con un recurso energético distribuido. Tales acciones son propias de las potestades de la Aresep y las empresas de distribución de energía eléctrica no podrán atribuirse funciones no definidas por Ley 10.086, su reglamento o norma y procedimiento de la Aresep.

II CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-047-2023.

El oponente indica los objetivos del capítulo 1 establecidos en la RE-0076-JD-2023, ante lo cual destacan que la propuesta tarifaria para el cargo de interconexión, que si bien el inciso d) define las 4 etapas a la interconexión, el inciso a) sub inciso a) indica con total claridad que estas este capítulo es aplicable a los (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N° 10086.

Seguidamente mencionan el artículo 8 de la Ley 10086, por medio del cual concluyen que las tarifas deben estar dadas en función a la modalidad de operación y la ley definió que, la modalidad sin entrega de excedentes requiere una declaración jurada y por tanto, las 4 etapas definidas por esta metodología y los costos asociados a esta podrán ser aplicables según su modalidad de operación (Art. 8 inciso b de la Ley 10.086). No consta en la Ley 10.086, su Reglamento, o resolución RE-0076-JD-2023, que el cobro de la tarifa de cargo por interconexión deba realizarse en todas sus etapas para todas las modalidades, al contrario, si existe 4 etapas con cargos separados es indicador suficiente para determinar que podrá aplicarse el cobro de una o varias etapas y que esto dependerá de la modalidad de operación.

Para este caso, el Reglamento a la Ley 10.086, Decreto Ejecutivo 43.879-Minae, estableció en su artículo 9 que son responsabilidades y obligaciones del PDER con un sistema de GDA en operación sin isla, en paralelo con o sin entrega de excedentes a la red que: “Previo a instalar un sistema de generación distribuida para autoconsumo en operación paralela con entrega de excedentes deberá obtener la autorización por parte de la empresa eléctrica para su instalación, siempre que se satisfaga la normativa aplicable”

Donde para ellos es más que claro que los requisitos previos de autorización asociados a – al menos- la etapa 1 y 2 de la T-Interconexión son aplicables únicamente a los casos en modalidad con entrega de excedentes.

Petitoria:

Indicar en la presente fijación tarifaria que, para las instalaciones en modalidad sin entrega de excedentes, se aplicará la tarifa por cargo de interconexión únicamente en lo que resulte aplicable a esta modalidad de conformidad con la Ley 10.086, artículo 8 incisos b) y e) y Decreto Ejecutivo 43.879-Minae artículo 9; aclarar que la tarifa podrá aplicarse en una o varias de sus etapas según la modalidad de operación, no deberá entenderse que las 4 etapas son aplicables en su totalidad a cualquier modalidad de operación puesto que esto resulta contrario a la Ley 10.086 y su Reglamento.

III CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-048-2023

Petitoria:

*El resultado del modelo tarifario aplicado a la tarifa de acceso con base en el consumo natural contraviene el objetivo de la misma metodología en cuanto a que no **b) Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de la generación distribuida al Sistema Eléctrico Nacional, de modo que las tarifas finales reflejen las condiciones económicas y técnicas que se requieren.***

IV CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA- VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-049-2023

Petitoria:

Se solicita que la Intendencia de Energía aclare a todas las empresas de distribución de energía eléctrica, particularmente el Grupo ICE, no determinen vía contrato de interconexión la tarifa de compra venta de excedentes como un valor fijo y que esta determinación de la tarifa debe responder a los objetivos de la metodología tarifaria, particularmente la de Propiciar una valoración adecuada de la energía excedente que permita a las empresas realizar la optimización de compra-venta de energía de acuerdo con las alternativas existentes en el mercado eléctrico nacional para satisfacer su demanda. Adicionalmente, se solicita a la Intendencia de Energía aclarar qué se entiende por negociación de compra-venta de excedentes de energía de conformidad con la conclusión No. 4 del informe IN-127-IE-2023 y cuáles son los derechos aplicables a un PDER para negociar excedentes de energía eléctrica.

V CAPÍTULO 4: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-050- 2023.

Petitoria:

Solicitar a la Intendencia de Energía una revisión a todas las empresas de distribución de energía eléctrica respecto de una adecuada separación contable entre los costos que se reconocen en las tarifas para el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas y las tarifas por los costos, rentabilidad, inversiones y canon que incurren las empresas por la

integración de recursos energéticos distribuidos al SEN de conformidad con esta fijación tarifaria.

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por la Cámara Costarricense de Generación Distribuida:

- I Esta Intendencia es respetuosa del ordenamiento jurídico y competencias que le atañen, siendo que el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) en el artículo 22 determina las responsabilidades que competen a la Dirección General de Atención al Usuario, siendo que en el inciso 11 del citado artículo se indica:*

*[...] 11. Llevar a cabo la gestión de los procedimientos de resolución de quejas, denuncias, controversias y conflictos de competencia por razón de territorio, así como aquellos procedimientos en los cuales, se conozca sobre presuntas infracciones a los artículos 38, 41 y 44 de la Ley 7593, sean estos promovidos por un tercero o por la propia Autoridad Reguladora, controlando la ejecución de cada una de sus etapas: admisión, investigación preliminar, conciliación (cuando aplique), instrucción del procedimiento, análisis de fondo, recomendaciones y propuesta de resolución dirigidas al órgano decisor (Regulador General o Junta Directiva, según corresponda).
[...]*

Así mismo, el artículo 9 inciso 17 del RIOF establece entre las funciones del Regulador General, entre las que se indican:

[...]

17. Ordenar la apertura de quejas, denuncias y controversias; También deberá dictar los actos preparatorios y medidas cautelares que fueren aplicables y dictar la resolución final. Además deberá conocer de los recursos de su competencia. Se exceptuarán los procedimientos administrativos que corresponden a la Junta Directiva de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de este reglamento. [...]

La Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos tal y como lo define la Ley 7593, razón por cual, considerando la naturaleza e

implicaciones de los hechos expuestos por la Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, esta Intendencia trasladó mediante el oficio OF-0862-IE-2023 del 05 de septiembre de 2023, la oposición presentada por esta Cámara mediante el oficio CGD-PE-0019-2023, exclusivamente el punto 1 para que la DGAU valore lo que corresponde de conformidad con el procedimiento de resolución de denuncias y controversias.

II Esta Intendencia analiza la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

III Respecto a lo argumentado para el capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” el oponente indica que:

“el modelo tarifario tiene su base de cobro el consumo natural, definido por Aresep como “toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Es la suma de la energía generada (indicada en el medidor de generación), más la energía retirada de la red (indicada en el medidor bidireccional), menos la energía inyectada a la red (indicada en el medidor bidireccional).”

Además menciona que:

“Bajo esta lógica el consumo natural es una variable que no cumple el objeto de la metodología y tampoco de la Ley 10.086 en promover la integración de recursos energéticos distribuidos. Al respecto, tomando un caso ficticio de aplicación de esta tarifa tenemos que, respecto a la T-DER, la nueva tarifa de acceso resulta significativamente más onerosa que la T-DER, siendo que los clientes monómicos son principalmente aquellos de consumo residencial y comercios pequeños.”

Al respecto, corresponde aclarar que el oponente en su posición presentada bajo el expediente ET-048-2023, no se identifica ningún argumento que, de manera explícita, sea contrario a la aplicación técnica realizada por la Intendencia de acuerdo con lo establecido en la metodología aprobada. En este sentido, lo que el oponente presenta es una oposición crítica hacia la metodología aprobada por medio de la resolución RE-0076-JD-2023, en específico para el método de cálculo de la tarifa de acceso con base en el consumo natural.

Por lo tanto, los argumentos planteados por el oponente no corresponden al momento procesal oportuno, considerando que la Audiencia Pública fue programada para conocer la aplicación por primera vez de la metodología RE-0076-JD-2023, de manera que la Intendencia no es competente para analizar los cambios sugeridos. En efecto, el estudio que se tramita bajo el ET-048-2023 se encarga de la aplicación por primera vez de la Metodología publicada en el Alcance 86 a la Gaceta 83 del 12 de mayo de 2023, en dicho proceso los aspectos que fundamentan y justifican la metodología son el punto de partida, por cuanto la Intendencia de Energía es el responsable de la aplicación de metodologías y no de su diseño.

Así las cosas, las propuestas de modificación y mejora a lo estipulado en la metodología vigente, son asuntos que deben ser canalizados al CDR para su valoración, considerando que es la instancia competente para formular, revisar y actualizar los instrumentos regulatorios.

IV Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.

V Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.

7. Oposición: *Cooperativa de Electrificación Rural De San Carlos R.L., cédula jurídica número 3-004-045117, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula de identidad número 5-0165-0019, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Legal Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio GG-3942023*

Notificaciones: *Al correo electrónico: omiranda@coopelesca.co.cr asistentesgerenciageneral@coopelesca.co.cr*

Coopelesca en su posición presentada en el punto uno de argumentos técnicos menciona lo siguiente:

Esta propuesta metodológica busca que los costos fijos de la red de distribución tengan disponibilidad de respaldo y que estos paguen en virtud de su consumo natural. Recordemos que el consumo natural se calcula como la energía generada, menos la energía inyectada, más la energía total retirada.

Es importante mencionar que esta tarifa de acceso aplica solo para que aquellos generadores que sean considerados y que tengan una tarifa monómica. Los que posean una tarifa binómica NO están considerados para la propuesta de acceso, pero si deberán realizar el pago binómico que corresponda.

A raíz de los anterior nos surge una duda en cuanto a los servicios binómicos, ya que la potencia se facturará al bloque que corresponda, según el consumo natural.

Se entiende el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía.

¿Pagarán en un bloque entonces por energía que no han consumido, en otras palabras, pagarán por lo retirado más la generada? Y pagarán de acuerdo al (sic) bloque de acuerdo consumo natural.

¿Podría ser que les toque cancelar en un bloque diferente al retirado? (el subrayado es del original)

Respuesta:

Ante lo argumentado por Coopelesca en su posición presentada y en el punto uno de argumentos técnicos, más que una oposición o coadyuvancia al estudio tarifario presentado bajo el expediente ET-048-2023, lo que realiza es una serie de consultas respecto a la forma de cobro de la tarifa de los servicios binómicos, los cuales son servicios que quedan excluidos de la tarifa de acceso, esto en línea con lo indicado en la resolución RE-0076-JD-2023 sobre la Metodología tarifaria derivada de la Ley N° 100086, en el capítulo 2) sobre el cálculo de la tarifa de acceso, donde se indica en el apartado 1.2. Alcance inciso d) “La tarifa de acceso se aplicará como un cargo adicional a los servicios con generación distribuida, para los cuales se aplica una facturación monómica, de este modo, los servicios que posean una facturación binómica no tendrán que pagar este cargo adicional de acceso, sino que tendrán que realizar el pago binómico que corresponda, según el pliego tarifario del sistema de distribución.” (el subrayado es propio).

Por lo tanto, las consultas planteadas por Coopelesca no son atinentes al momento procesal de la Audiencia Pública respecto al estudio tarifario en cuestión, ya que como se evidencia, son consultas respecto a un cobro de servicios que están excluidos de la tarifa de acceso y no está vinculado con la aplicación por primera vez de este ajuste tarifario en donde la tarifa de acceso es exclusiva para los servicios con bloque monómico.

Sin embargo, en aras de aclararle a Coopelesca las consultas planteadas que no son sobre este Estudio Tarifario bajo el expediente citado, sino que son consultas sobre la metodología RE-0076-JD-2023 aprobado por Junta Directiva de Aresep y publicada en el Diario Oficial La Gaceta el viernes 12 de mayo del 2023, se le indica que sobre el cobro de los servicios en bloque binómico:

¿Pagarán en un bloque entonces por energía que no han consumido, en otras palabras, pagarán por lo retirado más la generada? Y pagarán de acuerdo al bloque de acuerdo consumo natural.

¿Podría ser que les toque cancelar en un bloque diferente al retirado?

Sobre esto, se aclara que la energía que se debe facturar es la energía retirada (medida en el medidor bidireccional), no se les debe cobrar por la energía que el generador distribuido haya generado y consumido.

Ante esto la metodología cita en el apartado C. Disposiciones Generales del capítulo 2:

“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

(...)

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” (el subrayado es propio).

Por lo tanto, el generador distribuido deberá pagar por la energía retirada respecto al bloque en que corresponda, ya que solo se debe cobrar por la energía que la empresa distribuidora haya vendido (energía retirada medida en el medidor bidireccional), de la misma forma que se debe cobrar por la demanda máxima del bloque tarifario binómico que corresponda, por lo que el prosumidor en bloque binómico solo debe cancelar por la energía que está comprando a la empresa distribuidora.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa máxima de acceso, en su aplicación por primera vez, tal y como se dispone:

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

- I. Fijar la tarifa máxima de acceso, en su aplicación por primera vez, y a partir del primero de octubre de 2023, de la siguiente forma:

Empresa	Tarifa de acceso ¢ por kWh (TA)
ICE	30.94
CNFL	26.27
Jasec	24.79
Esph	15.55
Coopesca	21.84
Coopguanacaste	22.10
Coopesantos	31.18
Coopelfaroruiz	25.37

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 AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” o la que le sustituye o complementa.

C. Disposiciones Generales

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.

- II. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- III. Establecer que los precios rigen a partir del 1 de octubre de 2023.

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 incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0184-IE-2023 del 7 de setiembre de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós
Intendente

C.c. ET-048-2023

I. ANEXOS

Anexo 1: oficios varios

Anexo 2: Información enviada por las empresas

Anexo 3: Memoria de cálculo de la Intendencia de Energía