

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

RE-0106-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 13:52 HORAS DEL 7 DE SETIEMBRE DE 2023

ESTUDIO ORDINARIO DE OFICIO PARA LA APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA DEL “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”, EN CUMPLIMIENTO DE LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023

ET-050-2023

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 Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y la Administración la integración en una única metodología general de 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, se 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 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 de la cual se explicaron los requerimientos para la aplicación de la metodología tarifaria derivada de la implementación de la Ley 10086, explicando cómo 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 la 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 emitió 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, pudieran brindar apoyo técnico a la Intendencia, según fuera 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 de electricidad 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 entraría 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 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, la 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, la CNFL hizo 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 los oficios OF-0444-IE-2023, OF-0445-IE-2023, OF-0447-IE-2023 y OF-0448-IE-2023, la IE le solicitó a la CNFL, a Coopelesca, al ICE y a Coopeguanacaste, respectivamente, información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el 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”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXIV.** 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.
- XXV.** Que el 17 de mayo de 2023, mediante los oficios OF-0460-IE-2023 y OF-0461-IE-2023, la IE le solicitó a la ESPH y Coopealfaro, respectivamente, información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el 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”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXVI.** Que el 17 de mayo de 2023, mediante el oficio GG-235-2022, Coopelesca dio respuesta al oficio OF-0445-IE-2023, únicamente en lo referente a los costos del formulario 1.
- XXVII.** Que el 18 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0470-IE-2023, la IE le solicitó a JASEC información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el 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”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXVIII.** Que el 19 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0484-IE-2023, la IE le solicitó a la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos) información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el 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”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.

- XXIX.** Que el 19 de mayo de 2023, mediante el oficio 2001-0612-2023, la CNFL entregó la información que le fue solicitada por medio del oficio OF-0444-IE-2023.
- XXX.** Que el 22 de mayo de 2023, mediante los oficios GG047-2023, COOPEGTE GG 86 y 0510-0467-2023, las empresas Coopealfaro, Coopeguanacaste y el ICE, respectivamente, entregaron la información que les fue solicitada por medio de los oficios OF-0461-IE-2023, OF-0448-IE-2023 y OF-0447-IE-2023.
- XXXI.** Que el 23 de mayo de 2023, mediante los oficios GER-297-2023 y GG-405-2023, la ESPH y JASEC entregaron la información que se les solicitó mediante los oficios OF-0460-IE-2023 y OF-0470-IE-2023.
- XXXII.** Que el 24 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0653-RG-2023, el RG dio respuesta al oficio OF-0403-IE-2023.
- XXXIII.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante el oficio CSGG-227-05-2023, Coopesantos entregó los formularios que le fueron solicitados mediante el correo del 12 de abril del 2023 y la información que se le solicitó mediante el oficio OF-0484-IE-2023.
- XXXIV.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a Coopealfaro aclaraciones sobre la información enviada en respuesta al oficio OF-0461-IE-2023.
- XXXV.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante el oficio GG-248-2023, Coopesca dio respuesta al oficio OF-0445-IE-2023, únicamente en lo referente a los costos del formulario 4.
- XXXVI.** Que el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a ESPH, JASEC, CNFL y Coopeguanacaste aclaraciones sobre la información enviada en respuesta a los oficios OF-0460-IE-2023, OF-0470-IE-2023, OF-0444-IE-2023 y OF-0448-IE-2023, respectivamente.
- XXXVII.** Que el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, Coopesca envió los formularios 2 y 3 denominados Ingresador de demanda máxima e Ingresador de curvas de carga.
- XXXVIII.** Que el 29 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó al ICE y a Coopesca aclaraciones sobre la información enviada en respuesta a los oficios OF-0447-IE-202 y OF-0445-IE-2023, respectivamente.
- XXXIX.** Que el 29 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, JASEC envió las respuestas a las consultas sobre los formularios de generación distribuida.

- XL.** Que el 31 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, CNFL y Coopeguanacaste y ESPH dieron respuesta a las aclaraciones solicitadas por parte de la IE el 26 de mayo de 2023 vía correo electrónico.
- XLI.** Que el 1 de junio de 2023, mediante correo electrónico, Coopealfaro Ruiz dio respuesta a las aclaraciones solicitadas por parte de la IE el 25 de mayo de 2023 vía correo electrónico.
- XLII.** Que el 2 de junio de 2023, mediante correo electrónico, la IE les solicitó a las distribuidoras de electricidad, públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural que indicaran la estimación de solicitudes de interconexión para el 2023 y si los datos relacionados al capítulo 4 se encontraban anualizados.
- XLIII.** Que el 2 de junio de 2023, Coopesantos indicó vía correo electrónico que agregaron al FTP de la Aresep los formularios “Formato SIR Interconexión” y “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”, así como un documento de justificaciones.
- XLIV.** Que el 5 de junio de 2023, CNFL y Coopelesca dieron respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia.
- XLV.** Que el 5 de junio de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a Coopeguanacaste aclaraciones de la información remitida para la aplicación de la metodología de interconexión.
- XLVI.** Que el 7 de junio de 2023, Coopealfaro Ruiz dio respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia el 2 de junio del año en curso.
- XLVII.** Que el 7 de junio de 2023, JASEC dio respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia, del 26 de mayo y el 2 de junio del año en curso.
- XLVIII.** Que el 8 de junio de 2023, Coopesantos y ESPH dieron respuesta a las consultas hechas por la Intendencia el 2 de junio del 2023.
- XLIX.** Que el 9 de junio de 2023, Coopeguanacaste dio respuesta a las consultas hechas por la Intendencia el 2 de junio del 2023.
- L.** Que el 15 de junio de 2023, Coopelesca envió el formulario “Formato SIR Interconexión- versión final Sin Restricción”, donde indicó que se considere ese formulario como versión final para la tarifa de interconexión.
- LI.** 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.aresep.go.cr.

- LII. 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.
- LIII. Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emitió el acta de la audiencia pública (folio 348)
- LIV. Que el 17 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0505-DGAU-2023, la DGAU emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, en el cual se indica que se recibieron dos coadyuvancias, de parte de Adolfo Alpízar López y la Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, y cuatro oposiciones, de Coopesantos, ICE, CNFL y la Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida (folios 349 al 350).
- LV. Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emitió el acta de la audiencia pública (folio 348).
- LVI. Que el 6 de setiembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0181-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó fijar la tarifa mensual por kW instalado de los recursos energéticos distribuidos (T-DER), en su aplicación por primera vez (correo agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0181-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 dio la apertura del expediente ET-050-2023 para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del "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", en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023 y el día 11 de agosto de 2023, se celebró la audiencia pública

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)", en lo que interesa se establece lo siguiente:

[...]

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

[...]

2. Modelo de cálculo

En esta sección se establece el proceso de cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos de forma que permita a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución.

Esta tarifa considera únicamente los costos e inversiones (incluidos los costos de regulación) necesarios, indispensables y justificados para la integración adecuada de los recursos energéticos distribuidos a la red de distribución más un monto de rédito para el desarrollo con el objetivo de fomentar la integración de los recursos energéticos distribuidos.

Para esto, el método de cálculo utilizará, como insumo para su aplicación, la información financiera contable aportada a la Aresep por las empresas distribuidoras de energía eléctrica, proveniente de los Estados Financieros auditados y homologados a la contabilidad regulatoria según los formatos y plazos establecidos por la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología. En caso de que se emplee otra información distinta a la incluida en los Estados Financieros, se requiere justificar el motivo de su inclusión e indicar cuál es la fuente de la información.

Para los fines de este método de cálculo, la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas debe analizar, valorar y establecer, conforme al artículo 32 de la Ley N.º 7593 y bajo los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo, los costos e inversiones que corresponden, única y exclusivamente al servicio público regulado.

Las solicitudes para las fijaciones de tarifas objeto de la aplicación de la metodología ordinaria serán sometidas al proceso de audiencia pública, con los plazos y requisitos de este tipo de proceso de acuerdo con los artículos 36 y 37 de la Ley N.º 7593 y sus reformas, tanto para las solicitudes planteadas por los prestadores del servicio u otros actores facultados por la Ley, como para las aplicaciones de oficio por parte de la Aresep.

Por su parte, las fijaciones extraordinarias se deben someter al proceso de consulta pública como mecanismo de participación ciudadana, mediante la aplicación del procedimiento establecido en el artículo 361 de la Ley General de Administración Pública o el que se encuentre vigente para consultas públicas de la Autoridad Reguladora.

2.1 Fórmula General

La fórmula general de aplicación del método de cálculo es la siguiente.

$TDER_{e,t+1} =$
(Fórmula 4. 1)

$$\frac{COMA_{e,t+1} + (Re_{t+1} * BTe_{t+1}) + CregDER_{e,t+1}}{N * Cle_{t+1}}$$

Donde:

$TDER_{e,t+1}$ = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el período “t+1”, por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).

$COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Ver la sección 2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)”.

Re_{t+1} = Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa “e” en el período “t+1”. Ver la sección 2.3. denominada “Tasa de rédito para el desarrollo (R)”.

BTe_{t+1} = Base tarifaria de la empresa “e” en el período “t+1”. Ver la sección 2.4. denominada “Base tarifaria (BT)”.

$CregDER_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa “e” en el período “t+1” (monto absoluto). Monto autorizado como pago por los servicios de regulación de los recursos energéticos distribuidos. Ver la sección 2.5. denominada “Canon de regulación (CregDER)”.

Cle_{t+1} = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el período “t+1”, en kW. Ver la sección 2.6. denominada “Capacidad instalada (CI)”.

N = Cantidad de meses considerados en el período de la información financiero-contable.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t+1$ = Período en el que estará vigente la tarifa.

La tarifa resultante será aplicable en cada empresa eléctrica distribuidora a todos los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, como un cobro mensual por cada kW instalado.

2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)

Son los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos ($COMA_{e,t+1}$) indispensables y asociados a los recursos energéticos distribuidos, corresponden a la suma de los costos en que incurre la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Todos los costos y gastos deben ser justificados de tal manera que correspondan a las actividades incluidas en la Ley N.º 10086 y además cumplir con los criterios establecidos en el artículo 32 de la Ley N.º 7593. Los componentes del $COMA_{e,t+1}$ se detallan en la siguiente fórmula:

$$COMA_{e,t+1} = COMAD_{e,t+1} + COMAA_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4. 2})$$

Donde:

$COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.

$COMAD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Ver la sección 2.2.1. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)”.

$COMAA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)”.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

2.2.1 Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)

Son los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos incurridos directamente por las empresas eléctricas distribuidoras e indispensables para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos y que no son propios de los procesos de interconexión y acceso, pues los costos de estos son cubiertos por las respectivas tarifas. Todos los costos y gastos deben ser justificados de tal manera que correspondan a las actividades incluidas en la Ley N.º 10086 y además cumplir con los criterios establecidos en el artículo 32 de la Ley N.º 7593.

Se calcula como la suma de los costos asociados a esta actividad, según los siguientes rubros:

$$COMAD_{e,t+1} = SAS_{e,t+1} + MSU_{e,t+1} + DEP_{e,t+1} + TRA_{e,t+1} + VIA_{e,t+1} + CON_{e,t+1} + OTR_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.3})$$

Donde:

- $COMAD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $SAS_{e,t+1}$ = Costos por concepto de salarios y cargas sociales relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $MSU_{e,t+1}$ = Costos en materiales y suministros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $DEP_{e,t+1}$ = Costos por depreciación de los activos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Considera los activos incluidos en la variable relacionada con la base tarifaria de inversiones directas (BTD).
- $TRA_{e,t+1}$ = Costos por transporte relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $VIA_{e,t+1}$ = Costos por concepto de viáticos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $CON_{e,t+1}$ = Costos por contratos con terceros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.

$OTRe,t+1$ = Otros costos o montos netos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos contemplados en la Ley N.º 10086, su reglamento y resto de la normativa técnica que derivan de esta ley, que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Cuando aplique, para cada uno de los rubros de costos y gastos incluidos en la variable Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos directos se aplicarán los criterios de depuración, estimación y proyección indicados en el Capítulo VII de la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015 y sus reformas, o la metodología que la sustituya.

Cualquier incorporación de un nuevo costo deberá ser justificado de acuerdo con lo indicado en la Ley N.º 10086 y su reglamento. En este caso, la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas deberá realizar el análisis respectivo y evaluar la naturaleza del costo y su magnitud antes de incorporarlo en los cálculos respectivos. En todo caso, esta justificación debe incluir un análisis de la eficiencia propia de la actividad que ocasiona el respectivo costo.

De presentarse algunos beneficios directos o indirectos derivados de la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN, y que no se han considerado en las otras tarifas del sector, estos montos se incorporan a la variable OTR de forma que se obtenga el saldo neto de otros costos menos los beneficios. Estos montos serán

En el caso de que no aplique alguno de los rubros de costos o cuando dos o más de estos rubros de costos estén mezclados entre sí, así se indicará en los cálculos correspondientes, con la debida justificación.

2.2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)

Corresponde a una asignación de los Costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por la empresa distribuidora para la operación de la red de distribución.

La fórmula para determinar los Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados es la siguiente.

$$COMAA_{e,t+1} = (COMASD_{e,t+1} * PI_{e,t+1}) + DEPIP_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.4})$$

Donde:

$COMAA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución.

$COMASD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”. Ver fórmula 4.5.

$PI_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa “e” y sus PDER para el período “t+1”. Ver fórmula 4.6.

$DEPIP_{e,t+1}$ = Costo por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad de la empresa “e” en el período “t+1”. Se vincula con las Inversiones específicas realizadas para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IP) considerada en la fórmula 4.9.

E = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t+1$ = Período en el que estará vigente la tarifa.

Donde la variable “Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa” (COMASD) se define de la siguiente forma:

$$COMASD_{e,t+1} = COMA - CEP - Peaje - DEPIP_{e,t+1} - Creg \quad (\text{Fórmula 4.5})$$

Donde

$COMASD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”.

COMA = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio. Corresponde al COMA de la Fórmula 18 del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

CEP = Costo por compras de energía y potencia total. Corresponde a la variable “Costo por compras de energía y potencia total” (CEP) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Peaje = Costo por el transporte de energía. Corresponde a la variable “Costo por el transporte de energía” (Peaje) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

$DEPIP_{e,t+1}$ = Costo por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad de la empresa “e” en el período “t+1”. Se vincula con las Inversiones específicas realizadas para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IP) considerada en la fórmula 4.9.

Creg = Canon de regulación. Corresponde a la variable “Canon de regulación” (Creg) del instrumento regulatorio denominado

“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

En el caso de que no se cuente con la información para las anteriores variables para el período “t+1”, se podrán emplear los datos del último período disponible, correspondiente a la última fijación tarifaria aprobada por Aresep para la respectiva empresa eléctrica distribuidora.

Por su parte, para la determinación del “Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos” ($P_{e,t+1}$) se emplea la siguiente fórmula.

$$P_{e,t+1} = \frac{IDRe,t+1}{Ive,t+1 + IDRe,t+1} * 100 \quad \text{(Fórmula 4.6)}$$

Donde:

$P_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa “e” y sus PDER para el período “t+1”.

$IDRe,t+1$ = Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” para el período “t+1”. Estos se calcularán tomando en cuenta los ingresos totales de los PDER; es decir, tanto los ingresos por venta de excedentes de energía y potencia, la provisión de servicios auxiliares o cualquier otro servicio que pueda suministrar, así como el monto de la energía autogenerada y consumida por los PDER valorada al precio promedio ponderado al cual la respectiva empresa distribuidora adquiere la energía que distribuye, considerando tanto la generación propia como la compra a terceros.

- $I_{Ve,t+1}$ = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía por la empresa “e” para el período “t+1”. Corresponde a la variable “Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios” (I_v) de la fórmula 10 del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

En el caso de que no se cuente con la información para la variable $I_{Ve,t+1}$ para el período “t+1”, se podrán emplear los datos del último período disponible, correspondiente a la última fijación tarifaria aprobada por Aresep para la respectiva empresa eléctrica distribuidora.

Los costos de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de los costos.

2.3 Tasa de rédito para el desarrollo (R)

La tasa de rédito para el desarrollo corresponderá a un valor máximo que se otorga con el objetivo de brindar al prestador recursos que permitan una retribución competitiva y garantizar la adecuada integración de los DER. El máximo de la tasa de rédito para el desarrollo ($R_{e,t+1}$) se calculará de acuerdo con el procedimiento detallado en el Capítulo VII, Sección 4 de la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Para la determinación de esta variable se utilizarán los parámetros, datos y criterios considerados en la última fijación tarifaria del sistema de distribución de la respectiva empresa distribuidora para el respectivo año (o el año más reciente), de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa fijación tarifaria.

Si la fijación tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones asociados a la integración de los recursos energéticos distribuidos se realiza simultáneamente

con las tarifas del sistema de distribución; en la fijación tarifaria de los DER se empleará como máximo, la tasa de rédito para el desarrollo que resulte de la fijación tarifaria para el sistema de distribución.

La tasa de rédito para el desarrollo o rendimiento se establece como un valor máximo, donde cada una de las empresas distribuidoras podrán valorar si solicitan, en las fijaciones tarifarias que tramiten ante la Aresep, que se les reconozca un monto menor de la tasa de rédito para el desarrollo, después de realizar una valoración técnica de diferentes aspectos de su gestión.

2.4 Base tarifaria (BT)

La Base Tarifaria ($BTe,t+1$) asociada a los recursos energéticos distribuidos es la suma de todas las inversiones efectuadas por la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución.

Incluyen inversiones tales como la adquisición de sistemas de control especializados como ADMS61 y las inversiones adicionales en la red de distribución destinados exclusivamente al desarrollo de los DER.

La base tarifara se calcula según el siguiente detalle:

$$BT_{e,t+1} = BTD_{e,t+1} + BTA_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.7)}$$

Donde:

$BTe,t+1$ =Base tarifaria de la empresa “e” en el período “t+1”.

$BTD_{e,t+1}$ =Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”. Ver la sección 2.4.1. denominada “Base tarifaria directa (BTD)”.

$BTA_{e,t+1}$ =Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.4.2. denominada “Base tarifaria asignada (BTA)”.

e =Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 =Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD- 139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de

octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

2.4.1 Base tarifaria directa (BTD)

Corresponde a todas las inversiones efectuadas directamente por las empresas distribuidoras para una adecuada integración y fomento de los recursos energéticos distribuidos. La base tarifaria directa se obtiene de la siguiente forma.

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.8)}$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el período “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

2.4.2 Base tarifaria asignada (BTA)

Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras para operar el sistema de distribución de energía. La base tarifaria indirecta se obtiene de la siguiente forma.

$$BTA_{e,t+1} = (BTSD_{e,t+1} - IPe,t+1) * PI_{e,t+1} + IPe,t+1 \quad (\text{Fórmula 4.9})$$

Donde:

$BTA_{e,t+1}$ = Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución.

$BTSD_{e,t+1}$ = Base tarifaria para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”. Corresponde a la base tarifaria definida mediante el instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

$IPe,t+1$ = Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad, para la empresa “e” para el período “t+1”. Corresponde a la proporción de la respectiva inversión que sí es posible asignar a la tarifa TDER, según valoraciones específicas para cada inversión o subgrupo de ellas.

$PI_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa “e” para el período “t+1”. Ver fórmula 4.6.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones asignadas de forma proporcional en este método de cálculo no deben incluirse en el cálculo de la base tarifaria realizado mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

En el caso de las Inversiones proporcionales ($IPe,t+1$), para que puedan ser incluidas en la base tarifaria, la empresa eléctrica distribuidora debe demostrar que se trata de una inversión que es consecuencia directa de la integración de recursos energéticos distribuidos a su red de distribución, pero que también afecta al resto de sus abonados o usuarios. En este caso, debe incluirse un análisis que determine

qué proporción del valor del activo debe ser asignado a la tarifa TDER, para garantizar que no se den subsidios cruzados que beneficien injustificadamente a los usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos, según lo establecido en los artículos 6.e y 7.a de la Ley N.º 10086.

Para evitar duplicidad de costos o subsidios cruzados, estas inversiones no deben ser consideradas como parte de la variable $BTSD_{e,t+1}$ dejando dentro de esta base tarifaria, solo la proporción de la inversión que sí puede asignarse a la tarifa del Sistema de Distribución

2.5 Canon de regulación (CregDER)

El canon de regulación (CregDER) corresponde a la variable que cubre los costos relacionados con la regulación de los recursos energéticos distribuidos, según la metodología que se tenga aprobada para estos efectos, por parte de la Contraloría General de la República y la ARESEP.

El monto total del canon relacionado con los recursos energéticos distribuidos se distribuye entre las empresas distribuidoras según la participación relativa de la capacidad instalada de los propietarios de recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” respecto de la capacidad instalada total en recursos energéticos distribuidos, según los criterios y metodologías que se tengan aprobados para estos efectos.

Es obligación de las empresas eléctricas distribuidoras recuperar y trasladar a la Aresep los montos del canon de regulación de los recursos energéticos distribuidos obtenidos a través del cobro de esta tarifa, de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en la normativa de cánones vigente.

2.6 Capacidad instalada (CI)

La capacidad instalada de los recursos energéticos distribuidos es la suma de las capacidades instaladas por todos los PDER de cada empresa distribuidora, medida en kW. La fórmula utilizada para determinar la capacidad instalada de cada período utilizado para llevar a cabo la proyección es la siguiente:

$$CI_e = \frac{\sum_{n=1}^y \sum_{w=1}^m \frac{CI_{e,w,n}}{y}}{y} \quad (\text{Fórmula 4.10})$$

Donde:

CI_e = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e”, en kW.

$C_{le,w,n}$ = Capacidad instalada de cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos “w” interconectados a la red de distribución de la empresa “e” para cada mes “n”, en kW.

w = Cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa “e”.

m = Cantidad total de propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa “e”.

n = Cada uno de los meses del período.

y = Cantidad total de meses del período.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Para estimar $C_{le,t+1}$ (necesaria para la fórmula 4.1) se procede a proyectar la información obtenida con la fórmula 4.10. Las proyecciones se realizan mediante técnicas estadísticas o econométricas, basadas en datos históricos sobre la capacidad instalada de cada empresa para los últimos años. Para estos efectos se estimará el dato para el mismo período en el que estará vigente la tarifa.

Para esto, debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el período definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza un software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo y los criterios técnicos correspondientes. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

[...]

5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición

Para la aplicación de este método de cálculo durante el período de transición se requiere establecer la distribución proporcional entre los costos e inversiones ocasionadas por los recursos energéticos distribuidos respecto a los costos totales de operar la red de distribución; para lo cual la Intendencia de Energía o área encargada de fijar las tarifas realizará los cálculos respectivos.

Para la primera aplicación, la Intendencia de Energía tendrá un plazo de 10 días naturales para la elaboración y socialización de los formularios de información requerida y las empresas distribuidoras contarán con 15 días hábiles para la remisión de la información solicitada por la Intendencia de Energía; de tal forma que se plantea un plazo máximo conjunto de aproximadamente 30 días naturales a partir de la aprobación y publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta, para que las empresas distribuidoras envíen la información solicitada

por la Intendencia de Energía, con el fin de aplicar el 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.

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.”

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

5.2. Suministro de información durante el período de transición

Dado que la actualmente la información disponible en las empresas distribuidoras respecto de los costos e inversiones necesarias para la adecuada operación de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución no constituye la información necesaria para la aplicación del presente método de cálculo; para una adecuada transición de la situación vigente a la propuesta, durante la etapa de transición, la ARESEP solicitará a las empresas distribuidoras que, conforme a las condiciones técnicas y operativas existentes, realicen las gestiones para el suministro de información necesaria según los formatos, requerimientos y plazos de entrega que establezca la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología, para su análisis y utilización en el estudio tarifario correspondiente, de conformidad con lo indicado en la sección “Aplicación por primera vez y durante el período de transición”.

Para estos efectos, la distribución de costos e inversiones relacionados con este método de cálculo debe ser realizada siguiendo criterios técnicos, que garanticen una asignación adecuada a la naturaleza del servicio que se tarifa, incluyendo los costos e inversiones relacionados con las actividades propias y necesarias para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos al sistema de distribución de cada empresa eléctrica.

[...]

IV. ANÁLISIS TARIFARIO

1. Análisis de la información remitida por las empresas

En lo que corresponde a la aplicación de la metodología RE-0076-JD-2023, se establece en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición” que la IE solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras de energía eléctrica la

información requerida para la distribución proporcional entre los costos e inversiones ocasionadas por los recursos energéticos distribuidos respecto a los costos totales de operar la red de distribución. Además, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, siendo estos los siguientes:

Cuadro N°1
Detalle del último estudio tarifario aprobado
a cada una de las empresas distribuidoras de energía

Empresa distribuidora	Último estudio tarifario aprobado
<i>Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)</i>	<i>ET-075-2021</i>
<i>Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)</i>	<i>ET-069-2021</i>
<i>Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)</i>	<i>ET-071-2021</i>
<i>Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)</i>	<i>ET-087-2020</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L (Coopeguanacaste)</i>	<i>ET-070-2019</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L. (Coopealfaro)</i>	<i>ET-025-2015</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L (Coopelesca)</i>	<i>ET-033-2021</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos)</i>	<i>ET-008-2020</i>

Fuente: Intendencia de Energía

De acuerdo con lo establecido, esta Intendencia envió a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, mediante correo electrónico del 12 de abril de 2023, el formulario, para la recopilación de la información referente a otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon.

En ese sentido, las empresas distribuidoras de energía eléctrica remitieron la información solicitada (anexo 2). Al respecto, señalar que la información aportada fue revisada y validada por los técnicos de la IE (anexo 3), obteniendo los siguientes resultados:

Es importante advertir que la información aportada por cada una de las empresas eléctricas, es el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, en este sentido, esta Intendencia después de realizar un análisis regulatorio riguroso de la información, suministrada por las 8 empresas distribuidoras, logró identificar una serie de elementos que sustentan el presente ajuste tarifario y que dan como resultado el 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

i. Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-069-2021 mediante la resolución RE-0080-IE-2021 y posterior recurso mediante la resolución RE-0024-IE-2022, por parte de este ente regulador.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que, el 05 de junio de 2023, la empresa vía correo electrónico indicó que los datos son anualizados.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

CNFL, indicó que en el archivo “TDER desglose 2022” se muestra el detalle de tiempo por actividad y las clases de puestos involucradas.

Así mismo, la empresa consideró la base de datos de remuneraciones “Proyecciones 06-2021 a 12-2022.xls”, los últimos datos aprobados para la CNFL, para cada uno de los puestos solicitados en cada uno de los formularios, en el caso de que alguna línea tenga más de un puesto se consideró el dato promedio del salario más alto. Para el cálculo del salario anual, se consideró el promedio de los 12 meses del año 2022 total de los siguientes elementos de pago: salario base, anualidad, carrera profesional, dedicación exclusiva complemento salarial, notariado, incentivos por estudio, otros conceptos, disponibilidad temporal, prohibición, peligrosidad, ascenso temporal, ajuste salarial, colegio enfermeras, mínimo legal, tiempo extraordinario, tiempo extra, guardia técnica, recargo de funciones, compensación de vacaciones, pago de feriados.

Para el análisis del gasto de salarios, realizado por los técnicos de esta Intendencia, se incorporó a las cargas sociales el 8,33% de salario escolar y 8,33% de aguinaldo, valores que fueron aprobados en el ET-069-2021 y tienen un peso representativo en el gasto de CNFL.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó que “No se utilizan materiales ni suministros en ninguna de las actividades.” Así mismo, en el archivo “CONSULTAS 10086” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó: “a) Materiales y Suministros: Para esta etapa a la fecha la empresa no ha incurrido en un gasto específico para lo que compete la Generación Distribuida; además que no se ha incurrido en el uso de materiales o suministros en la atención y trámite de cada solicitud de generación distribución para autoconsumo.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa indicó que para todas las labores de oficina se consideró los activos usuales de oficina: CPU, monitor, UPS, estación de trabajo, aire acondicionado y silla ergonómica y el tiempo de uso del activo es basado en el archivo “TDER desglose 2022”.

Así mismo, CNFL hace referencia que para el caso de la depreciación se tomó como base los activos que mantiene en su auxiliar con corte a diciembre 2022, para lo cual se toma la depreciación mensual considerando el promedio según la familia de activo para así obtener el valor detallado en la columna de depreciación mensual.

- **Costos por transporte (OTRA)**

CNFL, maneja el dato total de costo por km, incluyendo combustible y mantenimientos, es por ello que mediante el oficio OF-0444-IE-2023, la Intendencia habilitó el formulario para que la empresa pudiera enviar el dato de transporte agrupado, siendo que por medio del oficio 2001-0612-2023 enviado por correo electrónico el 19 de mayo de 2023, la empresa envió los datos de transporte en el nuevo formulario, sin embargo en la última versión del formulario enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa omitió esta información.

Esta Intendencia incorporó en los cálculos finales la información enviada por CNFL el 19 de mayo de 2023 como costos de transporte.

- **Costos por viáticos (VIA)**

CNFL, indicó que en promedio se utiliza un viático de almuerzo (¢5 000) en una de cada 10 inspecciones. Siendo que en el 2022 se realizaron 15 inspecciones de DER no asociadas a procesos de interconexión, se indicó el costo de 1,5 viáticos (7500 colones).

Este dato de viáticos, CNFL lo multiplica por 1, 5 funcionarios, dando como resultado ¢11.250 de total de viáticos.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó que “No se cuenta con contratos ni otros costos”. Así mismo, en el archivo “CONSULTAS 10086” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó: “b) Costos por contrato con terceros (CON): actualmente no se cuenta con contratos específicos para la Generación Distribuida, por cuanto, a la fecha la CNFL ha atendido la actividad de generación distribuida para autoconsumo con recurso propio por lo que no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó que “No se cuenta con contratos ni otros costos.” Así mismo, en el archivo “CONSULTAS 10086” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó: “c) Otros Costos (OTR): A la fecha la empresa no ha incurrido en gastos de este tipo para la Generación Distribuida para autoconsumo en ninguna de sus etapas. Los costos indirectos normales de la operación de la empresa, se consideró que están incluidos en la tarifa TDER.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por CNFL y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD);

Cuadro N°2
Comparativo CNFL versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento
y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	CNFL	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢24 902 068,96	¢27 847 950,30	¢2 945 881,34
Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢2 645 614,27	¢2 645 614,27	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢0,00	¢145 245,90	¢145 245,90
Gasto por viáticos	¢11 250,00	¢11 250,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total COMAD	¢27 558 933,24	¢30 650 060,48	¢3 091 127,24

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

CNFL, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ¢636 517 312,42, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ¢101 985 490,16. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2022, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°3
Comparativo CNFL versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2022.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	CNFL	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	€636 517 312,42	€101 985 490,16	-€534 531 822,27
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	€99 248 717 151,36	€72 676 648 853,36	-€26 572 068 298,00
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	€288 631 510 307,98	€288 631 510 307,98	€0,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	€150 162 424 245,68	€176 734 492 543,68	€26 572 068 298,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	€38 887 279 817,51	€38 887 279 817,51	€0,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	€0,00	€0,00	€0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	€333 089 093,43	€333 089 093,43	€0,00
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,64%	0,14%	-0,50%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IDER)</i>	€2 010 497 422,54	€0,00	-€2 010 497 422,54
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	€311 475 540 000,00	€311 475 540 000,00	€0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

CNFL, reportó un total de €99 248 717 151,36, sin embargo, el dato resultante de la IE es de €72 676 648 853,36, producto que CNFL omitió las compras a su sistema de generación para la variable CEP.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢ 288 631 510 307,98.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

Se presenta una diferencia de ¢26 572 068 298,00, entre el valor considerado por CNFL y el cálculo de la IE, producto que la empresa omitió las compras de energía a su sistema de generación.

- **Costo del transporte de energía, “peaje” de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢38 887 279 817,51.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

En el archivo “CONSULTAS 10086” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó: “d) Costo por depreciación de los activos (DEPIP) actualmente CNFL no cuenta con este tipo activos, dentro del COMAD se identifica directamente los relacionados a Generación Distribuida y en el COMAA específicamente el COMA se considera el gasto por depreciación de los activos de CNFL para el sistema de distribución, aprobados en la última resolución.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢333 089 093,43.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, CNFL reportó un 0,64% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,14% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

CNFL, reportó ¢2 010 497 422,54 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al proyectar los datos al 2023, consideró un total de ¢424 213 681,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢311 475 540 000,00.

Por lo anterior el COMA reportado por CNFL es de ¢664 076 245,66, mientras que el resultado del análisis de la IE, es de ¢132 635 550,63 utilizando la estructura de costos de 2022, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y

cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de CNFL el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que la información fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV. 2. x

Cuadro N°4
CNFL: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
Gasto por salarios	¢28 182 125,71
Gasto por materiales y suministros	¢0,00
Gasto por depreciación	¢2 645 614,27
Gasto por transporte (promedio)	¢147 102,88
Gasto por viáticos	¢11 393,83
Gasto por contratos a terceros	¢0,00
Otros costos	¢0,00
Total COMAD	¢30 986 236,69
Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)	¢103 948 037,78
Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)	¢74 075 194 705,97
1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)	¢312 756 681 664,94
2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)	¢203 190 743 287,00
3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)	¢35 150 775 674,00
4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)	¢0,00
5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)	¢339 967 997,97
Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)	0,14%
1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)	¢424 213 681,00
2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)	¢301 877 895 037,00
Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
COMA	¢134 934 274,46

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

En el archivo "CONSULTAS 10086" enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó:

"a) Actualmente la CNFL, no cuenta con inversiones designados para esa actividad, por esto mismo no se detalla inversiones, por lo cual dicho espacio se deja en blanco.

Al momento de presentar esta información la CNFL no cuenta con ninguna inversión específica de generación distribuida que no se pueda asignar propiamente.

En la Base Tarifaria total del Sistema Distribución en su AFNORP se incluye la totalidad de activos, por tanto, acorde al inductor respectivo corresponde para generación distribuida, ya que todas las actividades que brindan son tanto para actividad propia de distribución en su actividad normal como para generación distribuida."

En este contexto, la Intendencia consideró no imputar inversiones para la actividad de generación distribuida, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢358 563 929 597,25, el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) es de 0,14%, el cual da como resultado que la base tarifaria calculada por la IE para recursos energéticos distribuidos sea de ¢503 164 616,00 mientras que CNFL esperaba ¢2 299 597 973,16, la diferencia se debe a que CNFL esperaba un porcentaje de participación de 0,64% lo que afecta significativamente el resultado de la fórmula.

No se indexan los costos al 2023, producto que la base tarifaria y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 3,61%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

ii. Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L (Coopelesca)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-033-2021 mediante la resolución RE-0072-IE-2021, por parte de este ente regulador.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicitó a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que, el 05 de junio de 2023, la cooperativa vía correo electrónico indicó que son datos para un año.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

• Salarios y cargas sociales (SAS)

Coopelesca, por medio del oficio GG-248-2023, da respuesta a los requerimientos solicitados por la IE, mediante el oficio OF-0445-IE-2023, lo referente al capítulo 4.

Para el cálculo de salarios la cooperativa reportó los siguientes puestos que tienen participación en generación distribuida:

- Gestor de Facturación
- Asistente de Contabilidad
- Análisis Financiero
- Auxiliar de Gestión de Operaciones
- Asistente Legal
- Inspector de Calidad
- Técnico Laboratorio Medidores

Para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administrativos directos, esta Intendencia consideró los datos reportados por Coopelesca, siendo de ¢13 684 179,21 para salarios y cargas sociales, es importante indicar que la información reportada por la cooperativa son datos anualizados, donde los funcionarios laboran 1 día a la semana en labores realizadas a la interconexión a la red de distribución.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

Coopesca en el archivo “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon” reportó la lista de materiales eléctricos necesarios para las actividades de interconexión, entre lo que destaca cables, conector, tuercas, tornillos, tape, tubos, pernos, fusibles, etc.

Esta Intendencia consideró los datos anualizados reportados por la cooperativa, siendo materiales por ¢11 000 158,30.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La cooperativa indicó los números de activos de cómputo que tienen relación con las actividades de interconexión, en el correo electrónico enviado el 5 de junio de 2023, la cooperativa indicó que el activo se usa un día a la semana para estas actividades, siendo el gasto por depreciación anualizado de ¢208 591,17.

- **Costos por transporte (TRA)**

La cooperativa indicó que los datos de kilometraje son anuales y en mantenimiento reportó cambio de llantas, aceites y lubricantes, lo que da como resultado un costo de transporte anualizado de ¢598 744,00.

- **Costos por viáticos (VIA)**

Los datos reportados por la cooperativa es bajo la premisa que se consideró que son salidas de dos días a la semana por 52 semanas, lo que deriva en viáticos anualizados de ¢1 040 000,00.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el correo electrónico enviado por la cooperativa se indicó:

“Importes No Requeridos al Corte mayo 2023

- 1. Costos por contratos, hoja del COMA: Hoy no se han requerido, pero eso no limita que dado la nueva coyuntura es un costo asociado en el muy corto plazo*
- 2. Otros costos, mismo caso que el punto anterior*
- 3. En la BTG, con corte a mayo 2023 no se cuentan con dichas inversiones, pero dada la coyuntura, se prevén en el muy corto plazo.”*

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el correo electrónico enviado por la cooperativa se indicó:

“Importes No Requeridos al Corte mayo 2023

4. Costos por contratos, hoja del COMA: Hoy no se han requerido, pero eso no limita que dado la nueva coyuntura es un costo asociado en el muy corto plazo
5. Otros costos, mismo caso que el punto anterior
6. En la BTG, con corte a mayo 2023 no se cuentan con dichas inversiones, pero dada la coyuntura, se prevén en el muy corto plazo.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopelesca y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD):

Cuadro N°5
Comparativo Coopelesca versus IE
Total de costos de operación,
mantenimiento y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopelesca	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡13 684 179,21	₡13 684 179,21	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡11 000 158,30	₡11 000 158,30	₡0,00
Gasto por depreciación	₡208 591,17	₡208 591,17	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡598 744,00	₡598 744,00	₡0,00
Gasto por viáticos	₡1 040 000,00	₡1 040 000,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total COMAD	₡26 531 672,68	₡26 531 672,68	₡0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

Coopelesca, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ₡17 167 722,47, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡10 626 177,61. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2023, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°6
Comparativo Coopelesca versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2023.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopelesca	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	₡17 167 722,47	₡10 626 177,61	-₡6 541 544,86
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	₡13 756 805 540,52	₡12 920 260 592,52	-₡836 544 948,00
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	₡41 195 700 000,00	₡41 195 700 000,00	₡0,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	₡25 193 880 000,00	₡26 381 353 088,00	₡1 187 473 088,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	₡2 171 400 000,00	₡1 820 471 860,00	-₡350 928 140,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	₡44 459,48	₡44 459,48	₡0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	₡73 570 000,00	₡73 570 000,00	₡0,00
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,12%	0,08%	-0,04%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	₡55 770 000,00	₡40 096 819,00	-₡15 673 181,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	₡44 749 770 000,00	₡48 918 053 828,00	₡4 168 283 828,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

Coopelesca, reportó un total de ₡13 756 805 540,52, el dato resultante de la IE es de ₡12 920 260 592,52.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢41 195 700 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢25 193 880 000,00, sin embargo, para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. Ii de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢26 381 353 088,00.

- **Costo del transporte de energía, “peaje” de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢2 171 400 000,00, sin embargo, para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. I de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢1 820 471 860,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa aportó el archivo “Auxiliar Base Asignada22.xls”, donde se detalla las inversiones directas y la correspondiente depreciación.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢73 570 000,00.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, Coopelesca reportó un 0,12% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,08% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. Xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

Coopesca, reportó \$55 770 000,00 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, consideró un total de \$40 096 819,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. Ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son \$44 749 770 000,00, sin embargo para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. X de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de \$48 918 053 828,00.

Por lo anterior el COMA reportado por Coopesca es de \$43 699 395,15 mientras que el resultado del análisis de la IE, es de \$37 157 850,29, utilizando la estructura de costos de 2023, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora. Para las variables de compras de energía y potencia, peaje de energía, ingresos por ventas e ingresos por recursos distribuidos, se utilizó los datos tabulados por el proceso de Inteligencia de negocio de la IE, el cual se desarrollará en la en el apartado IV. 2. X de este informe.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopelesca esta Intendencia no indexó las variables de costos y gastos, sino que consideró la información disponible para el 2023 en el estado de resultados tarifario, siendo que la empresa tiene costos estimados para dicho periodo en el ET-033-2021. Sin embargo, es importante indicar que las variables de compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, se consideró la información actualizada suministrada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe.

d) Base tarifaria (BT)

La empresa en el correo enviado el 5 de junio de 2023, aportó el Excel llamado “Auxiliar Base Asignada 22”, en el cual detallan los activos que son necesarios para generación distribuida, en dicho archivo, en la hoja resumen indican la inversión específica, con base a un conductor aplicado por la empresa.

De las inversiones que ha realizado la cooperativa para generación distribuida, un 3.07% lo imputan como IP, el cual es la relación de unidades kWh del año 2022(Energía generada + energía depositada por los generadores distribuidos) con respecto a las ventas totales del mismo año. Resultado de lo anterior, el costo proporcional de uso del activo es de ¢17 965 286,29.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢ 70 620 550 000,00, el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) es de 0,08%, el cual da como resultado que la base tarifaria calculada por la IE para recursos energéticos distribuidos sea de ¢75 788 938,18 mientras que Coopelesca esperaba ¢105 844 496,67, la diferencia se debe a que Coopelesca esperaba un porcentaje de participación de 0,12% lo que afecta significativamente el resultado de la fórmula.

No se indexan los costos al 2023, producto que la base tarifaria y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 5,33%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

iii. Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L. (Coopealfaro)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-025-2015 mediante la resolución RIE-067-2015, por parte de este ente regulador.

Coopealfaro, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, aportó el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” donde hace aclaraciones sobre la información aportada para el capítulo 4, entre lo que destaca que la cooperativa indicó que no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.

Adicionalmente el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que, el 07 de junio de 2023, la cooperativa vía correo electrónico indicó: “La información del formulario se completaba con datos mensuales según lo que indicó el mismo documento.” Por lo anterior, esta Intendencia multiplica por 12 meses los costos reportados por la cooperativa para completar la serie de datos anualizados.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

La cooperativa reportó salarios de un técnico, plataforma de servicios, contador y la gerencia, 30 minutos cada uno, sin embargo es importante indicar que en la información aportada por Coopealfaro, no consideró las cargas sociales para todos los puestos antes indicados, la IE incorporó el porcentaje de cargas sociales aprobado en el ET-025-2015, así como el aguinaldo, además corrigió las fórmulas, ya que no en todos los casos el vínculo calculaba las cargas sociales, lo anterior genera diferencias entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

En la información enviada por la cooperativa, se reportó como materiales 4 computadoras, 4 escritorios, 4 sillas, y utensilios de limpieza, los correspondiente a activos fijos no se consideran como costos aceptados por parte de la IE, ya que los mismos no forman parte de materiales y suministros y el dato suministrado por la cooperativa es desproporcionado, siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Adicionalmente la depreciación así como la base tarifaria se contemplan en otros segmentos de la metodología en aplicación.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa reportó la depreciación de la computadora, silla y escritorios necesarios para las actividades de interconexión.

- **Costos por transporte (TRA)**

La información reportada por la cooperativa es la siguiente:

4. Costos por transporte (TRA)		518 647,09		
Ubicación de destino	Distancia promedio en KM	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Costo promedio del litro combustible	Costo promedio por viaje en combustible
Zarcero	15	5,90	737,00	€ 65 224,50
San Ramón	30	5,90	737,00	€ 3 121,29
Naranjo	30	5,90	737,00	€ 3 121,29
Bajos del Toro	35	5,90	737,00	€ 3 121,29
				€ -
				€ -
				€ -
				€ -
PROMEDIOS	27,5	5,90		€ 9 323,55
PROMEDIO IDA Y VUELTA	55,0	11,80		€ 18 647,09
Gastos de mantenimiento				
Descripción	Costo unitario	Total unidades a utilizar	costo total de materiales	
Aceite y Lubricantes	100 000,00	1,00	100 000,00	
Llantas	100 000,00	4,00	400 000,00	
			0,00	
			0,00	
		Total	500 000,00	

Siendo que la cooperativa indicó que los datos son mensuales, para esta Intendencia los mismos son desproporcionados, aduciendo que todos los meses realizan cambios de llantas e invierten fuertes sumas en aceites y lubricantes, adicionalmente el promedio de litros requeridos por kilómetro reportado por Coopealfaro es de 5.90 litros para recorrer 1 kilómetro, en zonas rurales donde no se ven afectadas con tráfico vehicular en comparación a otras empresas en zonas urbanas.

De conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Para la aplicación del capítulo 1 la Intendencia no aceptó el promedio de litros requeridos de combustible por kilómetro, reportado por Coopealfaro sino que analizó el comportamiento reportado por empresas como ICE, Coopelesca, JASEC, Santos y Esph

dando un promedio de 0,68 por litro de combustible, para el capítulo 4 mantiene los datos considerados por la IE para el capítulo 1.

Para el gasto de mantenimiento se realizó un promedio según lo reportado por Coopeguanacaste, Coopesantos y Coopelesca, siendo que la IE, le reconoce a Coopealfaro como máximo el promedio de las cooperativas de electrificación rural para el gasto de mantenimiento de vehículos de forma anual.

Cuadro N°7
Promedio gastos de mantenimiento de vehículos
Cooperativas de electrificación rural
--Cifras en colones--

Empresa	Gasto de mantenimiento vehículo
Coopeguanacaste	1 591 105,04
Coopesantos	1 249 872,77
Coopelesca	400 000,00
	1 080 325,93

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Costos por viáticos (VIA)**

En el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por Coopealfaro, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado a, punto 5: No se requiere de costos por viáticos debido a que las distancias son cortas por ende no son necesarios los viáticos.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por Coopealfaro, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado a, punto 6: Actualmente no se tienen contratos con terceros para estas labores.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio

eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por Coopealfaro, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado a, punto 7: No se requiere de otros costos.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopealfaro y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD):

Cuadro N°8
Comparativo Coopealfaro versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopealfaro	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡7 280,28	₡9 333,66	₡2 053,37
Gasto por materiales y suministros	₡4 000 000,00	₡40 000,00	-₡3 960 000,00
Gasto por depreciación	₡3,82	₡3,82	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡518 647,09	₡92 176,68	-₡426 470,41
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total COMAD	₡4 525 931,19	₡141 514,16	-₡4 384 417,04

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Los datos anualizados para Coopealfaro son los siguientes:

Cuadro N°9
Coopealfaro: COMAD anualizado
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Datos anualizados IE
Gasto por salarios	₡112 003,89
Gasto por materiales y suministros	₡480 000,00
Gasto por depreciación	₡45,83
Gasto por transporte (promedio)	₡1 106 120,15
Gasto por viáticos	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00
Otros costos	₡0,00
Total COMAD	₡1 698 169,88

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

Coopealfaro no reportó información, así mismo, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por la cooperativa, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado b: Este punto va sin datos debido a que COOPEALFARORUIZ no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.”

Es importante indicar que a la cooperativa no se le ha fijado tarifa aplicando la RE-0139-JD-2015, por lo que esta Intendencia consideró los valores de la última fijación aprobada para Coopealfaro haciendo la salvedad que los datos no corresponden al resultado de las fórmulas que se refieren el capítulo 4 sobre la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

Coopealfaro no reportó información, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡872 634,99. Para el cálculo se utilizó la estructura de costos de 2016, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°10
Comparativo Coopealfaro versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2016.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopealfaro	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	#¡DIV/0!	Ø872 634,99	#¡DIV/0!
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	-Ø3 000 000,00	Ø500 600 000,00	Ø503 600 000,00
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	Ø0,00	Ø2 066 100 000,00	Ø2 066 100 000,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	Ø0,00	Ø1 245 900 000,00	Ø1 245 900 000,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	Ø0,00	Ø316 600 000,00	Ø316 600 000,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	Ø0,00	Ø0,00	Ø0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	Ø3 000 000,00	Ø3 000 000,00	Ø0,00
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	#¡DIV/0!	0,17%	#¡DIV/0!
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	Ø0,00	Ø0,00	Ø0,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	Ø0,00	Ø2 142 100 000,00	Ø2 142 100 000,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de Ø2 066 100 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

La compra de energía y potencia aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de Ø1 245 900 000,00.

- **Costo del transporte de energía, “peaje” de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢316 600 000,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa no reportó inversiones para generación distribuida, así mismo, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por la cooperativa, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado b: Este punto va sin datos debido a que COOPEALFARORUIZ no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢3 000 000,00.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, el cálculo de la IE es de 0,17% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

Coopealfaro no reportó ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE consideró un total de ¢4 347 015, , al proyectar los datos al 2023, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢2 142 100 000,00

Por lo anterior el COMA reportado por Coopealfaro da error por los datos que la empresa no consideró, mientras que el resultado del análisis de la IE, es de ¢1 014 149,14 utilizando la estructura de costos de 2016, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopealfaro el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2016, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según la variación promedio anual del índice de precios al consumidor.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que la información que se utilizó fue la proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV. 2. X.

Cuadro N°11
Coopealfaro: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	Ø135 398,39
Gasto por materiales y suministros	Ø572 016,62
Gasto por depreciación	Ø45,83
Gasto por transporte (promedio)	Ø1 318 164,82
Gasto por viáticos	Ø0,00
Gasto por contratos a terceros	Ø0,00
Otros costos	Ø0,00
Total COMAD	Ø2 025 625,66
Detalle de la cuenta	2023
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	<i>Ø1 009 927,37</i>
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	<i>Ø579 359 813,95</i>
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	<i>Ø2 193 610 557,64</i>
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	<i>Ø1 315 407 812,00</i>
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	<i>Ø295 240 068,00</i>
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	<i>Ø0,00</i>
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	<i>Ø3 602 863,69</i>
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	<i>0,17%</i>
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	<i>Ø4 347 015,00</i>
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	<i>Ø2 489 382 598,00</i>
Detalle de la cuenta	2023
COMA	Ø3 035 553,04

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

En el formulario la empresa omitió información importante para el cálculo, entre ella información que correspondía a la última fijación de distribución, lo que provoca que el dato de la cooperativa de error y no permite comparar con el análisis de la IE.

En el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por la cooperativa, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente:

“Hoja BT, apartado a: Este punto va sin datos debido a que COOPEALFARORUIZ no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.

Hoja BT, apartado b: la base tarifaria va sin datos debido a que COOPEALFARORUIZ no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 la base tarifaria de inversiones directas (BTD) y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Adicionalmente, a base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢2 934 500 000,00.

En inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular de los recursos distribuidos, pero que no puede asignarse exclusivamente a la actividad (IP) la empresa reportó ¢260 300 000,00, sin embargo en el formulario indicó que los activos solo los utiliza 30 minutos, por lo que es desproporcionado que asigne el total de activos como edificios y estructuras, herramientas mayores, medidores, acometidas, postes y accesorios, y transformadores cuando para cada uno solo reportó un uso de 30 minutos.

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior esta Intendencia no acepta el monto reportado por la cooperativa como inversión específica dando como resultado un valor cero.

Lo anterior, da como resultado que la BT para recursos energéticos distribuidos reconocida por la IE sea de ¢5 115 356,31 y un porcentaje de participación relativa de 0,17%.

No se indexan los costos al 2023, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 5,88%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

iv. Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-087-2020 mediante la resolución RE-0019-IE-2021, recurso RE-0026-IE-2021 y posterior recurso de junta directiva mediante la resolución RE-0022-IE-2023.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.”

Siendo que, el 07 de junio de 2023, la empresa vía correo electrónico envía nuevamente el formulario “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”, adicionalmente envían el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” indicando “Como se adjunta de nuevo este archivo, se calcula la información en forma anual.”

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

Para el cálculo de salarios la empresa reportó los siguientes puestos que tienen participación en generación distribuida.

- Jefe Departamento Medición
- Jefe Departamento Facturación

La empresa indicó 2880 minutos, siendo 4 horas al mes, por 12 meses, cada uno de los funcionarios, asignados a labores relacionadas generación distribuida.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viatico, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa reportó la depreciación de las computadoras de jefe de medición y facturación, reportando 2880 minutos de uso del activo para cada equipo, siendo 4 horas al mes por 12 meses que el activo se utilizará para labores de interconexión.

- **Costos por transporte (TRA)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viatico, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por viáticos (VIA)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viatico, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viático, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viático, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por JASEC y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

Cuadro N°12
Comparativo JASEC versus IE
Total de costos de operación,
mantenimiento y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	JASEC	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡821 398,93	₡821 398,93	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡5 000,00	₡5 000,00	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total COMAD	₡826 398,93	₡826 398,93	₡0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

JASEC, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ₡1,48, es importante indicar que el dato reportado por JASEC esta expresado en millones de colones, por lo que el número absoluto de COMAA solicitado por la empresa es ₡1 476 616,05, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡4 944 891,62. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2022, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°13
Comparativo JASEC versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2022.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	JASEC	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	₡1,48	₡4 944 891,62	₡4 944 890,14
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	₡8 545,22	₡8 544 800 000,00	₡8 544 791 454,78
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	₡37 969,13	₡46 044 710 000,00	₡46 044 672 030,87
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	₡22 777,40	₡30 982 800 000,00	₡30 982 777 222,60
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	₡6 541,90	₡6 412 500 000,00	₡6 412 493 458,10
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	₡0,00	₡0,00	₡0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	₡104,61	₡104 610 000,00	₡104 609 895,39
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,02%	0,06%	0,04%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	₡8,26	₡0,00	-₡8,26
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	₡47 792,60	₡46 464 860 000,00	₡46 464 812 207,40

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

JASEC, reportó un total de ₡8 545,22, es importante indicar que el dato reportado por JASEC esta expresado en millones de colones, por lo que el número absoluto de COMAA solicitado por la empresa es ₡8 545 220 000,00, sin embargo, el dato resultante de la IE es de ₡8 544 800 000,00.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢46 044 710 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢30 982 800 000,00, que corresponden a la compra de energía al ICE y al propio sistema de generación de JASEC.

- **Costo del transporte de energía, “peaje” de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢6 412 500 000,00

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

JASEC no reportó gasto por depreciación de los activos relacionados a inversión específica, para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, siendo que en el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, en el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” la empresa indicó: “En el caso de JASEC, no se ha incurrido en inversión para clientes con generación distribuida, pues los circuitos no han requerido inversión adicional, además de que como se indica, han sido 63 clientes en los últimos 64 meses. En conclusión, el monto de inversión en BT es cero.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢104 610 000,00.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, JASEC reportó un 0,02% de participación relativa,

mientras el cálculo de la IE es de 0,06% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

JASEC, reportó ¢8,26 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al proyectar los datos al 2023, consideró un total de ¢30 082 279,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢46 464 860 000,00

Por lo anterior el COMA reportado por JASEC es de ¢826 400,41, mientras que el resultado del análisis de la IE, es de ¢5 771 290,55, utilizando la estructura de costos de 2022, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

Es importante indicar que la diferencia entre lo reportado por la empresa y lo aprobado por la IE se debe a que en la información aportada por JASEC, lo correspondiente al COMAD se presenta en números absolutos y la información del COMAA se presenta en millones, lo que distorsiona el resultado final reportado por la empresa.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de JASEC el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que se usó la información que fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV, 2. X.

Cuadro N°14
JASEC: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
Gasto por salarios	Ø831 255,72
Gasto por materiales y suministros	Ø0,00
Gasto por depreciación	Ø5 000,00
Gasto por transporte (promedio)	Ø0,00
Gasto por viáticos	Ø0,00
Gasto por contratos a terceros	Ø0,00
Otros costos	Ø0,00
Total COMAD	Ø836 255,72
Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAA)	Ø5 047 370,50
Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)	Ø8 721 884 070,78
1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)	Ø51 037 019 038,75
2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)	Ø35 696 593 212,00
3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)	Ø6 511 771 657,00
4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)	Ø0,00
5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)	Ø106 770 098,97
Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)	0,06%
1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)	Ø30 082 279,00
2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)	Ø51 952 261 781,00
Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
COMA	Ø5 883 626,22

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

JASEC en el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, en el documento en Word "Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida" indicó: "En el caso de JASEC, no se ha incurrido en inversión para clientes con generación distribuida, pues los circuitos no han requerido inversión adicional, además de que como se indicó, han sido 63 clientes en los últimos 64 meses. En conclusión, el monto de inversión en BT es cero."

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar la base tarifaria de inversiones directas, así como la inversión específica, el cual no es requerido

por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢ 24 564 010 000,00, el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) es de 0,06%, el cual da como resultado que la base tarifaria calculada por la IE para recursos energéticos distribuidos sea de ¢14 215 238,18.

No se indexan los costos, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles y la última base tarifaria estimada para la cooperativa es para el período 2023.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 4,56%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

v. Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos)

La cooperativa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-008-2020, mediante la resolución RE-042-2020, por parte de este ente regulador.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que, ese mismo día, la cooperativa vía correo electrónico indicó que son datos anualizados.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

• Salarios y cargas sociales (SAS)

Para el cálculo de salarios la cooperativa reportó los siguientes puestos que tienen participación en generación distribuida.

Clase de puesto	Total de minutos asignados a esta etapa
Ingeniería	172 800,00
Facturación	10 080,00
Analista programador	8 550,00
Servicio al Cliente	21 600,00
Contabilidad	2 736,00
Administrativo	41 400,00

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la empresa vía FTP el 02 de junio de 2023, indicaron los criterios utilizados para las cuentas salariales, siendo los siguientes:

[...]

a) *Ingeniería: se justifica en que actualmente Coopesantos R.L. cuenta con un profesional encargado de la atención de todo lo relacionado con la generación distribuida, que además, de atender las solicitudes nuevas, debe dar seguimiento a todo lo relacionado a esto, como lo son temas de quejas por reducciones en el recibo eléctrico que no coinciden con lo prometido por los vendedores, lo que incluye explicación de la facturación, visitas de campo para mediciones de cargas, verificación del correcto funcionamiento de los sistemas, verificaciones en la medición, elaboración de perfiles de consumo entre otros, sumado a esto la tendencia del crecimiento en instalación de sistemas de generación distribuida, hará que un profesional deba dedicarse exclusivamente en el corto, mediano plazo a dar soporte a los sistemas post interconexión.*

b) *Facturación: en este caso se justifica en el criterio de que actualmente se tarda en torno a 7-8 minutos para la elaboración de la factura de cada uno de los abonados en la modalidad de generación distribuida lo que incluye descarga de lecturas, revisión e inclusión de estas al sistema de facturación, impresión, sellado y escaneo de facturas, además de esto, actualmente Coopesantos R.L. cuenta con 83 generadores distribuidos y por la tendencia de crecimiento en el corto mediano plazo, se deberá dedicar un total de 10080 minutos anuales para la elaboración de las facturas de generación distribuida.*

c) *Analista Programador: en este caso se justifica el gasto debido a que actualmente se requiere de un ingeniero programador para dar soporte y actualización a diferentes sistemas asociados a la generación distribuida como los son: el sistema de facturación y de registro contable, dedicando aproximadamente 15 días laborales durante el año para tal soporte.*

d) *Servicio al cliente: En este caso el tiempo se justifica en que el envío de facturas, recepción y aplicación de pagos de las facturas, se hace manualmente por una persona de servicio al cliente, adicionalmente, se estima un tiempo de atención al cliente que podría ser atención presencial del generador distribuido en alguna de las sucursales o eventualmente atención vía telefónica a través del centro de contacto por solicitudes, quejas, consultas entre otros, lo que da por estimado un total de 21600 minutos al año.*

e) *Contabilidad: en este el tiempo se justifica en la recepción, revisión registro y archivo contable del pago recibido por parte de cada uno de los generadores distribuidos por la cancelación del recibo eléctrico de manera mensual.*

f) *Administrativo: En este se considera el tiempo del área legal para revisión y actualización periódica de los contratos machotes utilizados en la actividad de generación distribuida, aproximadamente 10 días laborales al año, la revisión del área comercial y gerencia de dichos contratos para su validación y consenso de uso. [...].*

Para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administrativos directos, esta Intendencia considera los datos reportados por Coopesantos, siendo de ¢ 25 821 811,16 para salarios y cargas sociales, es importante indicar que la información reportada por la cooperativa son datos anualizados.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la cooperativa vía FTP el 02 de junio de 2023, indican los criterios utilizados para las cuentas de materiales y suministros, siendo los siguientes:

“En cuanto a los costos de materiales y suministros se incluye el uso de papelería para la impresión de facturas de generación distribuida, así como, recibos de recepción de pagos durante el año. En este caso, se asigna el costo de impresión de cada hoja considerando que la resma de hojas tiene un costo de ¢2603.44, por tanto, el costo unitario es de ¢5.2, además el costo aproximado de insumos como tinta, grapas, lapicero y otros se estima en ¢4.2, por tanto el costo total por hoja sería de ¢10, por otro lado, mensualmente se estima imprimir aproximadamente 100 facturas mensuales de 100 generadores distribuidos, lo que da como resultado 1200 hojas al año, más los recibos de pago para los abonados que cancelan en ventanilla con servicio al cliente, en el caso de cancelación por transferencia no se imprime recibo, por tanto, se estima aproximadamente 250 impresiones anuales.”

Por lo anterior, esta Intendencia consideró los datos anualizados reportados por la cooperativa, siendo materiales por ¢14 080,00.

- **Costos por depreciación (DEP)**

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la empresa vía FTP el 02 de junio de 2023, indicaron los criterios utilizados para las cuentas de materiales y suministros, siendo los siguientes:

[...]

En cuanto al criterio utilizado para calcular los minutos que se asignaron a la depreciación de los activos en cada una de las etapas, este se basa en el tiempo de uso de los activos por cada uno de los colaboradores que se dedican a la atención de la actividad de la generación distribuida, estos van asignados en cada etapa dependiendo del tipo de equipo y recursos utilizado por el personal que se dedica a la atención de solicitudes de generación distribuida. Adicionalmente, este va ligado al tiempo dedicado a dicha actividad según lo indicado en el cuadro salarios. La naturaleza de la depreciación se detalla a continuación:

- a) Computadora portátil: Costo de depreciación mensual de la computadora portátil utilizada por la persona de ingeniería. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida.*
- b) Escritorio: Costo de la depreciación mensual promedio de los escritorios utilizados y la cantidad de minutos se estimada según su uso indicado en la hoja de salarios.*
- c) Silla Ejecutiva: Costo de la depreciación mensual promedio de las sillas ejecutivas. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida.*
- d) Monitor: Costo de la depreciación mensual promedio de los monitores. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida.*
- e) Teléfono: Depreciación mensual promedio de un teléfono de uso administrativo. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida.*
- f) Escritorio: Costo de la depreciación mensual promedio de los escritorios utilizados y la cantidad de minutos se estimada según su uso indicado en la hoja de salarios.*

g) *Impresora multifuncional: Depreciación mensual de la impresora multifuncional utilizada en plataforma y facturación, los minutos asignados se refieren a la cantidad de minutos estimados en la impresión, escáner copias y otros.*

h) *Vehículos: Depreciación promedio mensual de un vehículo administrativo utilizado. El tiempo se estima en un uso de 3 días semanas de inspecciones en campo por el ingeniero dedicado exclusivamente a la atención de la generación distribuida.*

i) *Edificio: Depreciación mensual promedio de los edificios de central y sucursales, dividido entre 167 colaboradores administrativos para tener una depreciación mensual promedio por colaborador de \$1.533.54, por la suma de los minutos totales que se indican en la tabla salarios.*

j) *Computadora de escritorio: Costo de la depreciación mensual promedio de las computadoras de escritorio utilizadas en plataforma. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida. [...]*

Si bien la empresa indicó que lo reportado en depreciación va ligado al tiempo reportado en salarios, no en todos los casos se cumple lo expresado por la cooperativa, por ejemplo los funcionarios reportados en salarios suman un total de 257 166 horas al año, mientras que las computadoras, escritorios, sillas ejecutivas, monitor y teléfono reportaron que usan el activo 518 400 minutos al año, por lo que esta Intendencia consideró en depreciación únicamente los minutos totales reportados en salarios.

- **Costos por transporte (TRA)**

Para los costos de transporte la empresa indicó que estima 3 salidas semanales durante todo el año para la atención en campo de los abonados con generación distribuida, lo que da un total de costos anualizados de \$2 699 510,33.

- **Costos por viáticos (VIA)**

Los datos reportados por la cooperativa es bajo la premisa que se consideró el desayuno y almuerzo del profesional dedicado a la atención de la generación distribuida, con salidas 3 veces a la semana por las 52 semanas del año, dando un total de \$1 372 800,00.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la empresa vía FTP el 02 de junio de 2023, indicaron lo siguiente: “En cuanto al tema de contratos no consideramos ningún contrato con terceros para la atención de la generación distribuida, por tanto, no se incluye.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la empresa vía FTP el 02 de junio de 2023, indican que los otros costos se asigna una porción de los gastos básicos como electricidad, internet, teléfono, licencias, entre otros, según los minutos reportados por los colaboradores involucrados, así las cosas, se asigna ₡4 446 040,32 de otros costos.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD).

Cuadro N°15
Comparativo Coopesantos versus IE
Total de costos de operación,
mantenimiento y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopesantos	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡25 821 811,16	₡25 821 811,16	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡14 080,00	₡14 080,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡1 291 052,98	₡1 200 651,14	-₡90 401,84
Gasto por transporte (promedio)	₡2 699 510,33	₡2 699 510,33	₡0,00
Gasto por viáticos	₡1 372 800,00	₡1 372 800,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡4 446 040,32	₡4 446 040,32	₡0,00
Total COMAD	₡35 645 294,80	₡35 554 892,96	-₡90 401,84

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

Coopesantos, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ₡7 704 508,40, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡7 486 372,47. Para el cálculo se utilizó la estructura de costos de 2021, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°16
Comparativo Coopesantos versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2021.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopesantos	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	₡7 704 508,40	₡7 486 372,47	-₡218 135,92
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	₡3 662 096 926,72	₡3 677 943 026,56	₡15 846 099,84
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	₡11 397 223 026,56	₡11 397 223 026,56	₡0,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	₡6 719 900 000,00	₡6 719 900 000,00	₡0,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	₡973 400 000,00	₡973 400 000,00	₡0,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	₡392 319,56	₡0,00	-₡392 319,56
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	₡41 433 780,28	₡25 980 000,00	-₡15 453 780,28
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,20%	0,20%	0,00%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	₡23 000 639,25	₡0,00	-₡23 000 639,25
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	₡11 496 200 000,00	₡11 591 580 000,00	₡95 380 000,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

Coopesantos, reportó un total de ¢3 662 096 926,72, y el dato resultante de la IE es de ¢3 677 943 026,56.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢11 397 223 026,56.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢6 719 900 000,00 que incluye las compras de energía al ICE, Coneléctricas y al sistema de generación propio.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢973 400 000,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La cooperativa reportó ¢392 319,56 por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, estos activos corresponden a medidores, transformadores, conductores, postes, herrajes, etc.

Sin embargo, en el detalle de categorías de activos la cooperativa identifica algunas como BTD, sin embargo, la base tarifaria directa no se acepta el monto indicado por la empresa, considerando que en la hoja de base tarifaria no indicaron el costo proporcional del uso del activo, con los datos proporcionados por la empresa se reconocería una depreciación de un activo que no están asignando el uso a generación distribuida.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢25 980 000,00

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, Coopesantos reportó un 0,20% de participación relativa, siendo este porcentaje igual al calculado por la IE, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

Coopesantos, reportó ¢23 000 639,25 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al proyectar los datos al 2023, consideró un total de ¢24 785 418,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢11 591 580 000,00.

Por lo anterior el COMA reportado por Coopesantos, es de ¢43 349 803,20 mientras que el resultado del análisis de la IE, es de ¢43 041 265,44, utilizando la estructura de costos de 2022, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopesantos el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2021, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que se utilizó la información que fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe en el apartado IV . 2. X.

Cuadro N°17
Coopesantos: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	¢28 189 806,93
Gasto por materiales y suministros	¢15 440,10
Gasto por depreciación	¢1 200 651,14
Gasto por transporte (promedio)	¢2 960 277,89
Gasto por viáticos	¢1 505 409,87
Gasto por contratos a terceros	¢0,00
Otros costos	¢4 875 519,35
Total COMAD	¢38 747 105,28
Detalle de la cuenta	2023
b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)	¢8 081 192,08
Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)	¢3 970 169 016,66
1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)	¢11 279 676 044,70
2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)	¢6 273 128 359,00
3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)	¢1 007 663 360,00
4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)	¢0,00
5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)	¢28 715 309,04
Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)	0,20%
1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)	¢24 785 418,00
2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)	¢12 151 920 405,00
Detalle de la cuenta	2023
COMA	¢46 828 297,35

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

La cooperativa reportó ¢10 977 286,74 por concepto de activo neto en operación revaluado promedio de los activos relacionados con recursos energéticos distribuidos (AFNORP), sin embargo, la metodología RE-0076-JD-2023 establece lo siguiente para la base tarifaria directa:

[...]

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.8)}$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el período “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD- 139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones. [...]

La metodología es clara que para el cálculo del AFNORP de los recursos energéticos distribuidos debe ser todo el proceso que se realiza para el cálculo del AFNORP según la metodología ordinaria para el sistema de distribución, eso incluye que la cooperativa envíe el auxiliar de esos activos, los mismos se constaten en el auditado y se sigan cada una de las fórmulas indicadas para base tarifaria que se especifican en la RJD-139-2015.

Por el contrario, el valor indicado por la cooperativa está como valores, no permite la trazabilidad y no aportaron los cálculos específicos para el AFNORP, por lo que esta Intendencia no consideró el valor aportado por la empresa y por el contrario el resultado es cero.

En cuanto a la inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular de los recursos distribuidos, pero que no puede asignarse exclusivamente a la actividad (IP) la empresa incluye un monto de ¢10 887 839,00 de los cuales la cooperativa indicó que los minutos de uso de activo son 1035 (518 400 minutos anuales por 0.20% de participación) lo cual es desproporcionado que la cooperativa incluya todo el costo de un activo que solo utilizará 1035 minutos.

Siendo que en el artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo que esta Intendencia reconoce el monto de la inversión específica por el porcentaje de participación estimado por la IE.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢18 565 720 000,00, el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) es de 0,20%, el cual da como resultado que la base tarifaria calculada por la IE para recursos energéticos distribuidos sea de ¢37 790 116,42 mientras que Coopesantos esperaba ¢59 791 650,70, la diferencia se debe a que la IE no aceptó la inversión específica y base tarifaria de inversiones directas reportadas por la cooperativa.

No se indexan los costos al 2023, producto que la base tarifaria y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo aprobado para la cooperativa en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 3,34%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

vi. Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L (Coopeguanacaste)

La cooperativa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-070-2019, mediante las resoluciones RE-0095-IE-2019 y RE-0100-IE-2019, por parte de este ente regulador.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que el 9 de junio de 2023, la cooperativa vía correo electrónico indicó que los datos son mensuales, esta Intendencia multiplica por 12 meses los costos reportados para completar la serie de datos anualizados.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- Salarios y cargas sociales (SAS)**

En el correo electrónico, enviado por la cooperativa el 23 de mayo de 2023, suministran el documento “RESUMEN FORMULARIOS INVERSIONES” los criterios y metodología empleada para completar el archivo “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”.

Para el cálculo de salarios la cooperativa reportó los siguientes puestos que tienen participación en generación distribuida.

Clase de puesto	Total de minutos asignados a esta etapa
jefatura 1	1 452,00
técnicos	1 452,00
técnicos	1 452,00
técnicos	1 452,00
técnicos	1 452,00
jefatura 2	17,13
técnicos	1 452,00
técnicos	1 452,00

A lo que la empresa indicó:

[...]

Coopeguanacaste cuenta con un área especializada en Generación distribuida, estos técnicos están pendientes de averías e instalación de medidores bidireccionales que corresponda. Esta AREA está compuesta por una reubicación de personal de otras áreas de distribución y servicio al cliente hacia la parte de generación distribuida. Importante hay que aclarar que se observan dos jefaturas, esto es porque en el proceso de reubicación dos jefes fueron reubicados por lo que, por normativa laboral de nuestro país, no se puede cambiar la condición salarial del trabajador, en este caso queda uno como jefe y el otro una labor en la práctica de coordinador.

Cuadro No 1

AREA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Clase de puesto	Salario mensual sin cargas sociales
jefe de seccion recursos distribuidos	1,097,529.85
tecnico recursos distribuidos	829,090.29
auxiliar recursos distribuidos	396,210.87
auxiliar recursos distribuidos	609,656.50
auxiliar administrativo de servicios tecnicos	609,656.50
jefe de departamento de servicios tecnicos	1,097,529.85
tecnico recursos distribuidos	829,090.29
auxiliar recursos distribuidos	543,762.00

TOTAL

6,012,526.15

Fuente : Coopeguanacaste

Como se asignó el gasto salarial esto se realizó según estos parámetros. El modo de pago salarial de Coopeguanacaste es Bisemanal, por lo que se tiene 112 horas por bisemanal y para efecto de cierre mensual para la CCSS se ajusta dos días para completar la planilla mensual. Por lo que se estimó 242 horas mensual, y eso por 60 minutos que tiene una hora, eso sería la totalidad de minutos que están la personas en esa actividad.

El área de generación distribuida que corresponde de estos personal comparte labor con líneas subterráneas, y por lo que la resultante se le aplica un 10% a generación distribuida. [...]

Es importante indicar que para la aplicación por primera vez del método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, producto del análisis de la información aportada por la cooperativa, se reconocieron cargas sociales y porcentajes según el último estudio

ordinario aprobado para el sistema de distribución, por lo que para el presente capítulo en aplicación se reconocen los mismos costos y cargas sociales.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

La cooperativa no consideró gasto de materiales y suministros, en el correo electrónico enviado el 26 de mayo de 2023, la Intendencia le solicitó a Coopeguanacaste “b. Para los campos de la hoja COMA como BT, en los que no se reportó información, justifiquen porque no requieren el mismo.” Sin embargo, en la respuesta enviada por la empresa mediante el oficio “COOPEGTE GG89” no justificaron porque no requieren el gasto.

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La cooperativa asignó \$73 321.38 de forma mensual a la depreciación de los activos relacionados a actividades de interconexión.

- **Costos por transporte (TRA)**

La información reportada por la cooperativa es la siguiente:

Siendo que la cooperativa indicó que los datos son mensuales, para esta Intendencia los mismos son desproporcionados, el promedio de litros requeridos por kilómetro reportado por Coopeguanacaste es de 10 litros para recorrer 1 kilómetro, en zonas rurales donde no se ven afectadas con tráfico vehicular en comparación a otras empresas en zonas urbanas.

De conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

La Intendencia al no aceptar el promedio de litros requeridos de combustible por kilómetro reportado por la cooperativa, analizó el comportamiento reportado por otras empresas distribuidoras y reconoce un promedio de 0,68 por litro de combustible. Por lo anterior el gasto de transporte pasa de ¢807 592,09 mensuales requeridos por Coopeguanacaste a ¢180 677,80 reconocido por la IE.

- **Costos por viáticos (VIA)**

En la respuesta enviada por la empresa mediante el oficio “COOPEGTE GG89” la empresa indicó: “El personal incluido acá es excluyente al personal presentado en la tarifa de interconexión, por lo que no guardan relación, se le adiciono el driver de 1.18% para incluir solo el gasto mensual del personal de generación distribuida.”

Así las cosas los técnicos de esta Intendencia reconocen el monto indicado por la cooperativa.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

La cooperativa no consideró costos por contrato con terceros (CON), en el correo electrónico enviado el 26 de mayo de 2023, la Intendencia le solicitó a Coopeguanacaste “b. Para los campos de la hoja COMA como BT, en los que no se reporta información, justifiquen porque no requieren el mismo.” Sin embargo, en la respuesta enviada por Coopeguanacaste mediante el oficio “COOPEGTE GG89” no justificaron porque no requieren el gasto.

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

La cooperativa no consideró otros costos (OTR), en el correo electrónico enviado el 26 de mayo de 2023, la Intendencia le solicitó a Coopeguanacaste “b. Para los campos de la hoja COMA como BT, en los que no se reporta información, justifiquen porque no requieren el mismo.” Sin embargo, en la respuesta enviada por la empresa mediante el oficio “COOPEGTE GG89” no justificaron porque no requieren el gasto.

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopeguanacaste y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

Cuadro N°18
Comparativo Coopeguanacaste versus IE
Total de costos de operación,
mantenimiento y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopeguanacaste	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡634 344,25	₡733 277,30	₡98 933,06
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡73 321,38	₡73 321,38	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡807 592,09	₡180 677,80	-₡626 914,29
Gasto por viáticos	₡8 177,40	₡8 177,40	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total COMAD	₡1 523 435,11	₡995 453,88	-₡527 981,23

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Los datos anualizados para Coopeguanacaste son los siguientes:

Cuadro N°19
Coopeguanacaste: COMAD anualizado
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Datos anualizados IE
Gasto por salarios	₡8 799 327,65
Gasto por materiales y suministros	₡0,00
Gasto por depreciación	₡879 856,53
Gasto por transporte (promedio)	₡2 168 133,61
Gasto por viáticos	₡98 128,80
Gasto por contratos a terceros	₡0,00
Otros costos	₡0,00
Total costos	₡11 945 446,59

Fuente: Intendencia de Energía

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

Coopeguanacaste, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ₡2 184,38, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡16 559 078,49. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2021, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

Es importante indicar que la diferencia entre lo reportado por la cooperativa y lo aprobado por la IE se debe a que en la información aportada por Coopeguanacaste, lo correspondiente al COMAD se presenta en números absolutos y la información del COMAA se presenta en millones, lo que distorsiona el resultado final reportado por la cooperativa.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°20
Comparativo Coopeguanacaste versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2021.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopeguanacaste	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	₡2 184,38	₡16 559 078,49	₡16 556 894,11
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	₡0,03	₡10 822 190 079,82	₡10 822 190 079,79
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	₡44 821,26	₡44 821 300 000,00	₡44 821 255 178,74
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	₡29 886,59	₡28 507 900 000,00	₡28 507 870 113,41
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	₡5 380,41	₡5 380 400 000,00	₡5 380 394 619,59
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	₡2 184,38	₡3 581 255,39	₡3 579 071,01
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	₡107,23	₡107 228 664,80	₡107 228 557,57
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	2,58%	0,12%	-2,46%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	₡43,88	₡0,00	-₡43,88
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	₡46 598,20	₡42 308 800 000,00	₡42 308 753 401,80

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Es importante indicar que los datos reportados por Coopeguanacaste en el segmento b del archivo "Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon" están expresados en millones de colones, mientras que la información del segmento a esta en números absolutos, lo que distorsiona el resultado final reportado por la empresa y la comparación con los datos de la IE.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

Coopeguanacaste, reportó un total de ¢0,03, el cual esta como valores impidiendo su trazabilidad, el dato resultante de la IE es de ¢10 822 190 079,82.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢44 821 300 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢28 507 900 000,00 que incluye las compras de energía al ICE, Coneléctricas y al sistema de generación propio.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢5 380 400 000,00

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa reportó en el cuadro específico para detallar la depreciación de la inversión específica activos como postes, conductores, medidor, computadoras, vehículos el cual da como resultado una depreciación mensual de ¢298 437.95.

Sin embargo en el formulario en la celda D218 vincularon la depreciación del último ordinario aprobado y no de los activos que la misma cooperativa reportó.

Esta Intendencia consideró la depreciación de los activos reportados por la cooperativa y lo multiplica por 12 para obtener el dato anualizado.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢107 228 664,80.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, Coopeguanacaste reportó un 2,58% de participación

relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,12% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

Coopeguanacaste, reportó ¢43,88 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al proyectar los datos al 2023, consideró un total de ¢56 346 890,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe. La diferencia se debe a que el dato de Coopeguanacaste está expresado en millones de colones y el de la IE en datos absolutos.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢42 308 800 000,00.

Por lo anterior el COMA reportado por Coopeguanacaste, es de ¢1 525 619,49, mientras que el resultado del análisis de la IE es de ¢17 554 532,37, utilizando la estructura de costos de 2021, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

Es importante indicar que la diferencia entre lo reportado por la cooperativa y lo aprobado por la IE se debe a que en la información aportada por Coopeguanacaste, lo correspondiente al COMAD se presenta en números absolutos y la información del COMAA se presenta en millones, lo que distorsiona el resultado final reportado por la cooperativa.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si

el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopeguanacaste el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2021, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según la variación del índice de precios al consumidor.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que la información fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV. 2 .x.

Cuadro N°21
Coopeguanacaste: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	¢9 606 272,23
Gasto por materiales y suministros	¢0,00
Gasto por depreciación	¢879 856,53
Gasto por transporte (promedio)	¢2 377 571,18
Gasto por viáticos	¢107 607,86
Gasto por contratos a terceros	¢0,00
Otros costos	¢0,00
Total COMAD	¢12 971 307,80
Detalle de la cuenta	2023
b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)	¢15 834 524,32
Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)	¢10 217 985 286,37
1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)	¢43 292 836 430,43
2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)	¢28 285 342 508,00
3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)	¢4 667 459 277,00
4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)	¢3 581 255,39
5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)	¢118 468 103,67
Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)	0,12%
1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)	¢56 346 890,00
2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)	¢46 931 252 603,00
Detalle de la cuenta	2023
COMA	¢28 805 832,12

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

La empresa reportó ¢ 328,52 por concepto de activo neto en operación revaluado promedio de los activos relacionados con recursos energéticos distribuidos (AFNORP), sin embargo, la metodología RE-0076-JD-2023 establece lo siguiente para la base tarifaria directa:

[...]

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.8)}$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el período “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD- 139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones. [...]

La metodología es clara que para el cálculo del AFNORP de los recursos energéticos distribuidos debe ser todo el proceso que se realiza para el cálculo del AFNORP según la metodología ordinaria para el sistema de distribución, eso incluye que la empresa envíe

el auxiliar de esos activos, los mismos se constatan en el auditado y se sigan cada una de las fórmulas indicadas para base tarifaria que se especifican en la RJD-139-2015.

Por el contrario, el valor indicado por la cooperativa consideró los activos que fueron reportados como inversión específica, si bien en algunas cuentas incluyeron el detalle de los activos que lo conforman, no aportaron los cálculos específicos para el AFNORP, por lo que esta Intendencia no consideró el valor aportado por Coopeguanacaste y por el contrario el resultado es cero. Adicional que en la metodología RE-0076-JD-2023 la inversión específica y la inversión directa son valores diferentes.

En cuanto a la inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular de los recursos distribuidos, pero que no puede asignarse exclusivamente a la actividad (IP) la cooperativa reportó en el cuadro específico para detallar los activos así como el costo proporcional al uso del activo, reportó postes, conductores, medidor, computadoras, vehículos, etc., el cuál suman ¢328 516 300,01, sin embargo Coopeguanacaste utiliza como conductor la participación relativa de ingresos, esta intendencia consideró como inversión específica el detalle de los activos reportados por la cooperativa, sin embargo utiliza como conductor la participación relativa de los ingresos tabulado por el proceso de Inteligencia de Negocios de la IE.

El cual da como resultado que la BT para recursos energéticos distribuidos de ¢87 753 618,04 mientras que Coopeguanacaste esperaba ¢328,70, la diferencia se debe a que la empresa considero datos en millones y valores incorrectos a la última fijación aprobada para distribución de energía.

No se indexan los costos, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 3,91%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

vii. Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-071-2021, mediante la resolución RE-0077-IE-2021.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que el 8 de junio de 2023, la empresa vía correo electrónico indicó: “Efectivamente los datos incorporados en el Formulario Otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon, corresponden a datos anualizados.”

El 12 de mayo de 2023, vía correo electrónico la empresa envía el oficio “GER-266-2023”, por medio del cual suministran el documento “EEC-IN-22-2023” en el que explican los principales criterios utilizados para el llenado del archivo “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”, así mismo, el correo electrónico, enviado por la empresa el 23 de mayo de 2023, suministran el oficio “GER-297-2023” por medio del cual la empresa aclara algunos puntos relacionados a la información de costos y gastos del presente capítulo de la resolución RE-0076-JD-2023, en aplicación por primera vez y el 31 de mayo de 2023, vía correo electrónico la empresa envía información para mejor resolver el presente estudio tarifario.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

Para el cálculo de salarios la empresa reportó personal administrativo por Ø635 566,08, asignándole 14 400 minutos para actividades de interconexión.

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

La empresa asignó Ø155 266,00 en materiales y suministros, entre los que destacan materiales de aseo e higiene, útiles de oficina, materiales de salud ocupacional, entre otros.

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa indicó en descripción del activo planta general y comercialización por 43 200 minutos de uso de cada uno, en la información para mejor resolver se le consultó a la

empresa “b. 3. Costos por depreciación (DEP): Detallar los activos que se incluyen como planta general y comercialización.” A lo cual indicaron: “R/Los activos que se contemplan para el cálculo del costo por depreciación, corresponden a los incorporados en el archivo IE-RE-7746 Cálculo de Base Tarifaria Dx, según expediente ET-071-2021. El monto por concepto de depreciación se extrae de los cálculos efectuados en dicho expediente.” Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por transporte (TRA)**

Para equipo de transporte la empresa sólo incluye mantenimiento y reparación de equipo de transporte, justificando lo siguiente:

5.1.4 COSTOS POR TRANSPORTE (TRA)

En cuanto a los costos asociados a transporte, se revisan los gastos reconocidos en la petición tarifaria vigente, obteniendo un monto reconocido por concepto de Mantenimiento y Reparación de Equipo de Transporte, que contempla entre otras cosas, el cambio de llantas, reparación de vehículos, cambio de aceite, póliza de vehículos, entre otros. Con base al monto estimado se obtiene el siguiente resultado.

Costo de Transporte: $\text{¢}18\,306\,409,04 * 34,26\% * 0,9953375\% = \text{¢} 62\,425,34$

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por viáticos (VIA)**

Para el gasto de viáticos la empresa indicó lo siguiente:

5.1.5 COSTOS POR VIÁTICOS (VIA)

El gasto por concepto de pago de viáticos, al igual que los puntos anteriores, se definen en función de los montos reconocidos en la petición tarifaria vigente para el Servicio de Distribución. En el cuadro siguiente se muestra el dato contenido en el expediente ET-071-2021 y la asignación a Generación Distribuida.

CUADRO 8 VIÁTICOS ASIGNABLES A GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLONES

	ET-071-2021	Asig. Distribución	Asig. Gen. Distrib.
Alimentación	629 000,00	215 495,40	2 144,91
Hospedaje	352 371,67	120 722,53	1 201,60
Total	981 371,67	336 217,93	3 346,51

Fuente: ET-071-2021

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

Para el gasto de contratos con terceros la empresa indicó lo siguiente:

5.1.6 COSTOS POR CONTRATOS POR TERCEROS (CON)

Las partidas de gasto atribuibles a Contratos por Terceros se obtienen de la información avalada por ARESEP. El detalle de cuentas que se clasifican en este apartado se muestran en el cuadro siguiente y corresponden a partidas por Alquileres y Arrendamientos y Servicios Diversos. A los saldos avalados se aplica el 34,26% por asignación al Servicio de Distribución; posteriormente se le atribuye la porción asignable a Generación Distribuida, definido en el punto 2 del presente documento, establecido en 0,9953375%

CUADRO 9 COSTOS POR CONTRATOS A GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLONES

	ET-071-2021	Asig.Distribución (34,26%)	Asig. Gen. Distrib.(0,9953375%)
Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario	33 089 357,17	11 336 413,77	112 835,58
Alquiler de Equipo de Cómputo	5 030 759,10	1 723 538,07	17 155,02
Servicio de vigilancia	5 795 767,74	1 985 630,03	19 763,72
Servicios profesionales	140 049 483,19	47 980 952,94	477 572,42
Otros servicios	76 241 162,07	26 120 222,13	259 984,37
Servicio de mantenimiento sistemas informáticos	10 955 104,84	3 753 218,92	37 357,20
Total	271 293 975,99	92 899 975,85	924 668,30

Fuente: ET-071-2021

En la información para mejor resolver los técnicos de la IE le solicitaron a ESPH “c. 6. Costos por contrato con terceros (CON): Indicar que tipo de gastos se incluyen en servicios diversos.”

Siendo lo siguiente la respuesta dada por la empresa:

[...]

R/Los costos por concepto de Alquileres y Arrendamientos contemplan el arrendamiento de maquinaria, equipo y mobiliario, dentro de los cuales se encuentra el alquiler de vehículos, alquiler de impresoras multifuncionales y alquiler de sitio alterno.

En lo que concierne a la cuenta de Servicios Diversos incorpora el pago por concepto de:

- *Servicios de vigilancia.*
- *Servicios profesionales: tales como el pago por concepto de auditoría a estados financieros empresariales, servicios de asesoría jurídica a la Junta Directiva.*

- Servicios en ciencias económicas y sociales para la implementación del gobierno corporativo, entre otros.
- Servicio de mantenimiento de sistemas informáticos
- Otros servicios, entre los cuales se puede citar sanitización y desinfección de edificios, trámites para firma digital, custodia de documentos, lavado de vehículos. [...]

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

• Otros costos (OTR)

Para este apartado la empresa indicó lo siguiente:

5.1.7 OTROS COSTOS (OTR)

En este apartado se incorporan Otros Costos que corresponden a las áreas de apoyo de Planta General y Comercialización, no incluidas en los puntos anteriores. Se incorporan gastos por servicios públicos, como servicio de teléfono e internet, mantenimiento de equipo, mantenimiento de terreno, entre otras. Dado que estas cuentas corresponden a gastos a distribuir entre los distintos negocios, se les aplica la porción asignable al servicio de distribución que asciende a 34,26% y al dato resultante se aplica la porción definida para atribuir a Generación Distribuida.

CUADRO 10 OTROS COSTOS A GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLONES.

	ET-071-2021	Asig. Distribución (34,26%)	Asig. Gen. Distrib. (0,9953375%)
TOTAL	279 234 997,85	95 665 910,26	952 198,68
Servicios Públicos	31 530 522,38	10 802 356,97	107 519,91
Adiestramiento de Personal	14 393 780,33	4 931 309,14	49 083,17
Licencias de Software	152 668 792,79	52 304 328,41	520 604,59
Varios	80 641 902,35	27 627 915,75	274 991,01
Encuadernación y empastes	580 000,00	198 708,00	1 977,82
Impresos y reproducciones	3 315 912,28	1 136 031,55	11 307,35
Comunicación	1 000 900,00	342 908,34	3 413,10
Gastos de representación	897 487,61	307 479,26	3 060,46
Mantenimiento	68 786 094,87	23 566 116,10	234 562,39
Equipo y herramientas menores	457 249,97	156 653,84	1 559,23
Canon protección de datos (Ley 8968)	169 942,78	58 222,40	579,51
Vestuario	5 429 314,83	1 860 083,26	18 514,11
Estacionamiento de vehículos	5 000,01	1 713,00	17,05

Fuente: ET-071-2021

En la información para mejor resolver los técnicos de la IE le solicitaron a ESPH “d.7. Otros costos (OTR): Indicar que tipo de gastos se incluyen en varios.

A lo que la empresa contestó: “R/La partida varios está conformada por las cuentas: servicio de recolección de desechos, servicios de alimentación, dietas a miembros de junta directiva, encuadernación y empaste, impresos y reproducciones, comunicación, suscripciones, gastos de representación, equipo y herramientas menores, cánones, estacionamiento de vehículos, vestuario, mantenimiento de sistemas informáticos y mantenimiento de terrenos.”

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ESPH y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD):

Cuadro N°22
Comparativo ESPH versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ESPH	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢635 566,08	¢635 566,08	¢0,00
Gasto por materiales y suministros	¢155 266,00	¢155 266,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢229 847,53	¢229 847,53	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢62 425,34	¢62 425,34	¢0,00
Gasto por viáticos	¢3 346,50	¢3 346,50	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢924 668,30	¢924 668,30	¢0,00
Otros costos	¢952 198,68	¢952 198,68	¢0,00
Total COMAD	¢2 963 318,43	¢2 963 318,43	¢0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

ESPH, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ¢9 294 486,01, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ¢9 795 485 356,11. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2023, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°23
Comparativo ESPH versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2023.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ESPH	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	₡9 294 486,01	₡11 037 997,30	₡1 743 511,29
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	₡9 573 105 843,99	₡9 795 485 356,11	₡222 379 512,12
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	₡48 155 660 000,00	₡46 727 700 000,00	-₡1 427 960 000,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	₡30 856 074 611,94	₡30 290 398 443,00	-₡565 676 168,94
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	₡7 668 035 328,50	₡6 528 197 115,00	-₡1 139 838 213,50
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	₡0,00	₡0,00	₡0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	₡58 444 215,57	₡113 619 085,89	₡55 174 870,32
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,10%	0,11%	0,02%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	₡46 263 564,48	₡53 566 959,00	₡7 303 394,52
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	₡47 604 138 942,56	₡47 483 531 308,00	-₡120 607 634,56

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

La ESPH, reportó un total de ₡9 573 105 843,99, el dato resultante de la IE es de ₡9 795 485 356,11. Esta diferencia se debe a que la IE consideró las compras de energía y peaje de transmisión proyectadas por el proceso de Inteligencia del Negocio, las cuales difieren de las presentadas por la empresa.

Además, el porcentaje de participación utilizado por la empresa es de 0,10% y el de la IE corresponde a 0,11%.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢46 727 700 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢29 836 100 000,00 que incluye las compras de energía al ICE y al sistema de generación propio, sin embargo, para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. ii de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢30 290 398 443,00.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢7 502 500 000,00, sin embargo, para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. i de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢6 528 197 115,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa no reportó gasto por depreciación de activos de inversión específica, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢113 619 085,89

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, ESPH, reportó un 0,10% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,11% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

ESPH, reportó ¢46 263 564,48 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, consideró un total de ¢53 566 959,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2.ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢46 649 060 000,00, sin embargo para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. x de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢47 483 531 308,00.

Por lo anterior el COMA reportado por ESPH, es de ¢12 257 804,44 mientras que el resultado del análisis de la IE es de ¢14 001 315,73, utilizando la estructura de costos de 2023, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora y compras de energía y potencia, peaje de energía, ingresos por ventas e ingresos por recursos distribuidos tabulados por el proceso de Inteligencia de negocio de la IE, el cual se desarrollará en la en el apartado IV. 2 de este informe.

Esta diferencia se debe a que la IE consideró las compras de energía y peaje de transmisión proyectadas por el proceso de Inteligencia del Negocio, las cuales difieren de las presentadas por la empresa.

Además, el porcentaje de participación utilizado por la empresa es de 0,10% y el de la IE corresponde a 0,11%.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de ESPH el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2024 (se propusieron tarifas para el 2023 y 2024), por lo que esta Intendencia no indexó las variables de costos y gastos, sino que consideró la

información disponible para el 2023 en el estado de resultados tarifario. Sin embargo, es importante indicar que las variables de compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, se consideró la información actualizada suministrada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe.

d) Base tarifaria (BT)

La empresa no reportó inversiones directas, ni tampoco inversión específica y en la respuesta a la información para mejor resolver la ESPH indicó:

“En cuando a la hoja BT los datos señalados como “Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular de los recursos distribuidos, pero que no puede asignarse exclusivamente a la actividad (IP)”, no se suministran debido a que, según criterio de los técnicos que tienen a cargo la coordinación de la actividad de Generación Distribuida, la empresa no realizó inversiones destinadas específicamente a esta actividad.”

Por lo que esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢ 28 404 020 000,00.

Lo anterior da como resultado que la BT para recursos energéticos distribuidos calculada por al IE es de ¢32 006 938,38, mientras que ESPH esperaba ¢27 510 437,64, la diferencia se debe a que la distribuidora consideró un 0,10% de participación relativa de los ingresos (PI) y la IE un 0,11%.

No se indexan los costos, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución, período 2023 es de 3,44%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

viii. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-075-2021, mediante la resolución RE-0010-IE-2022 y rectificada con la resolución RE-0086-IE-2022.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que el 9 de junio de 2023, la empresa vía correo electrónico indicó que los datos son anualizados.

El 05 de mayo de 2023, vía correo electrónico la empresa envía los formularios para la aplicación de la Ley 10086, por medio del cual envían el documento “Criterios sobre costos consignados en Formato TDER” donde explican la metodología empleada para el llenado del formulario, así mismo, el correo electrónico, enviado por la empresa el 22 de mayo de 2023, suministran el oficio “0510-0467-2023” por medio del cual la empresa aclara algunos puntos relacionados a la información de costos y gastos del presente capítulo de la resolución RE-0076-JD-2023, en aplicación por primera vez y el 01 de junio de 2023, vía correo electrónico la empresa envía información para mejor resolver el presente estudio tarifario.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

Para el apartado de salarios la empresa indicó lo siguiente:

[...]

Para el proceso de la atención de las gestiones de recursos distribuidos, se definen los siguientes salarios:

- 1. Área Recursos Distribuidos: Asignación a tiempo completo de la gestión, seguimiento, control, análisis, proyección, evaluación de los recursos distribuidos en el área de concesión ICE, los puestos asignados para esta función son el Coordinador, Profesionales Especialistas y en Desarrollo/ Operación de la Generación Distribuida.*
- 2. Atención y redirección de solicitudes de GD desde el ámbito de canales Virtuales*

3. *Proceso de facturación, reconocimiento de excedentes, y control de base de datos lo llevan a cabo los analistas en facturación, cuya función se lleva a cabo por 2 personas en tiempo completo y el coordinador.*
4. *Gestoras Comerciales, Dan seguimiento al historial y control de los GD en cada una de las regiones que están asignadas*
5. *Designado GD, llevan a cabo la gestión y control de los clientes interconectados, así mismo como de la verificación en sitio sobre conexiones GD sin autorización.*
6. *Asesora Legal, brinda soporte al área DER sobre el entendimiento de la Ley 10086, y los reglamentos derivados, además, brinda asesoramiento para con la respuesta sobre consultas legales desde los abonados. [...]*

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

La empresa no consideró gasto de materiales y suministros, en el correo electrónico enviado el 29 de mayo de 2023, la Intendencia le solicitó al ICE “c. Para los campos de la hoja COMA como BT, en los que no se reportó información, justifiquen porque no requieren el mismo.”

Sin embargo, en la respuesta enviada por la empresa mediante correo electrónico del 01 de junio de 2023, indicaron:

[...]

No se reportó información debido a que actualmente no se cuenta con separación contable para los recursos distribuidos. Además, se ha de aclarar que:

- I. *El detalle de costos del ejercicio 2022, según constan en el expediente ET-075-2021, no cuenta con una asignación independiente para los costos de interconexión o recursos energéticos distribuidos.*
- II. *A efectos de cumplir el requerimiento de ARESEP se procedió a realizar una revisión exhaustiva de los datos consignados en el expediente, identificando algunos costes, estos se incluyeron en el formulario respectivo.*
- III. *Con relación a los datos no mostrados, se debió a la limitación existente en los sistemas de costeo vigentes desde el 2018, ya que no tienen los parámetros para reflejar estos datos de forma separada.*
- IV. *A la fecha el sistema de costeo no tiene los parámetros para reflejar estos datos de forma separada.*
- V. *Si ARESEP requiere esta información detallada, será necesario una instrucción donde se aclare los datos a requerir, así como la periodicidad para presentar los reportes, de tal forma que se puedan adaptar los*

*sistemas informáticos a las nuevas necesidades con un plazo prudencial.
[...]*

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio público.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa reportó los activos necesarios de las categorías equipo y mobiliario de oficina y equipo de cómputo que requirieron para atender las labores de interconexión.

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por transporte (TRA)**

La empresa reportó el costo promedio de combustible, así como el gasto de mantenimiento que requiriere para atender las labores de interconexión.

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por viáticos (VIA)**

Para el gasto de viáticos, la Intendencia le solicitó a ICE justificar la cantidad de funcionarios a los que se está reportando viáticos. A lo que la empresa por medio del oficio 0510-0467-2023 indicó “2 personas (cuadrilla) por 4 regiones (Central, Chorotega, Huetar Atlántica y Brunca).”

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

Para el gasto de contratos con terceros la empresa indicó lo siguiente: “Costo por la asignación de un profesional en informática para desarrollar el módulo de compra de excedentes dentro del sistema de facturación en un período de 4 meses.”

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Otros costos (OTR)**

Para este apartado la empresa indicó lo siguiente:

[...]

Dada la necesidad de aplicar de obtener una herramienta para el análisis de la red, el ICE adquirió módulos de la herramienta ya utilizada NEPLAN, para poder determinar la capacidad de hospedaje para generación distribuida, además de permitir identificar las adecuaciones que deben de realizarse producto del crecimiento de la generación distribuida en los circuitos de distribución.

Los módulos estrictamente necesarios para los análisis de Generación Distribuida son los siguiente:

- 1. Hosting Capacity*
- 2. Flujo de Carga con perfiles*
- 3. Puntos de separación óptimos*

Para los módulos anteriores se requieren 6 licencias distribuida en las regiones y el área de simulación (Sabana, Central, Chorotega, Brunca y Huetar)

Los siguientes módulos son complementarios pero requeridos para la realización de los estudios, de los cuales solamente son necesarias 2 licencias, a saber:

- 1. Editor gráfico*
- 2. Flujo de Carga*
- 3. CortoCircuito*
- 4. Importación de Shapefiles*
- 5. Servicios Web*
- 6. Interfaz GIS*
- 7. Scripting*

Todo lo consignado anteriormente es parte de la gestión que realiza el ICE para la atención de la actividad de GD que no está consignada en los costos de la tarifa de interconexión. [...]

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ICE y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD):

Cuadro N°24
Comparativo ICE versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ICE	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡17 751 828,27	₡17 751 828,27	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡49 516,61	₡49 516,61	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡14 036,06	₡14 036,06	₡0,00
Gasto por viáticos	₡70 400,00	₡70 400,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡6 736 000,00	₡6 736 000,00	₡0,00
Otros costos	₡5 276 260,00	₡5 276 260,00	₡0,00
Total COMAD	₡29 898 040,94	₡29 898 040,94	₡0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

El ICE, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ₡0, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡48 642 282,21, la diferencia se debe a que en el archivo “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon” el ICE no indicó el porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI), lo que provocó que el COMAA, de cómo valor cero.

Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2022, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°25
Comparativo ICE versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2022.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ICE	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	₡0,00	₡48 642 282,21	₡48 642 282,21
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	₡81 817 672 901,88	₡81 517 622 901,88	-₡300 050 000,00
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	₡343 380 672 901,88	₡343 380 672 901,88	₡0,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	₡217 067 000 000,00	₡217 066 500 000,00	-₡500 000,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	₡44 496 000 000,00	₡44 395 000 000,00	-₡101 000 000,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	₡0,00	₡0,00	₡0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	₡0,00	₡401 550 000,00	₡401 550 000,00
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,00%	0,06%	0,06%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	₡0,00	₡0,00	₡0,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	₡354 248 900 000,00	₡354 248 900 000,00	₡0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

El ICE, reportó un total de ₡81 817 672 901,88, mientras que el dato resultante de la IE es de ₡81 517 622 901,88.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ₡343 380 672 901,88.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢217 066 500 000,00.

- **Costo del transporte de energía, “peaje” de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢44 395 000 000,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa no reportó gasto por depreciación de activos de inversión específica, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢ 401 550 000,00.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, ICE, reportó un 0,00% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,06% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

ICE, reportó ¢0,00 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al indexar los datos al 2023, consideró un total ¢225 595 458,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢ 354 248 900 000,00.

Por lo anterior el COMA reportado por ICE, es de Q29 898 040,94 mientras que el resultado del análisis de la IE es de Q78 540 323,15, utilizando la estructura de costos de 2022, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

Esa diferencia se debe a que el ICE al no reportar el porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por recursos energéticos distribuidos ocasiona que el resultado del COMAA sea cero, lo que distorsiona el resultado final de la fórmula.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio

anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de ICE el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según la variación del índice de precios al consumidor.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que la información fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV. 2. x

Cuadro N°26
ICE: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	¢17 964 850,21
Gasto por materiales y suministros	¢0,00
Gasto por depreciación	¢49 516,61
Gasto por transporte (promedio)	¢14 215,51
Gasto por viáticos	¢71 300,07
Gasto por contratos a terceros	¢6 822 120,05
Otros costos	¢5 343 717,21
Total COMAD	¢30 265 719,66
Detalle de la cuenta	2023
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢49 045 348,83
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢82 193 105 854,60
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢356 322 803 093,79
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢228 158 736 041,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢45 564 277 364,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢406 683 834,19
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,06%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢225 595 458,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢377 840 659 588,00
Detalle de la cuenta	2023
COMA	¢79 311 068,49

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

Para el segmento de base tarifaria, el ICE indicó:

[...]

Para esta información se consideró lo siguiente:

Para los activos que forman parte del BTD se detalló su depreciación en el cuadro 3 de la hoja “COMA”, a efectos de considerar el AFNORP, estos tienen una vida útil de 10 años, y fueron adquiridos a inicios del 2021, es decir para el 2022 ya tenían 2 años depreciados.

Respecto al nivel de detalle de la inversión específica (IP), no se dispone un registro independiente de aquellos activos que no son propios o están relacionados de manera indirecta con la prestación del servicio de recursos energéticos distribuidos, ante lo cual para efectos de presentar esta información, se ha de considerar los activos del sistema de distribución, tal como lo expresa la fórmula 4.9 de BTA, dentro del capítulo 4 de la metodología propuesta, en la cual se asigna una porción de estos a través del porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI).

Esta información se presenta dentro del plazo establecido (5 de mayo), es importante indicar que se realizó un gran esfuerzo por parte de las áreas que suministran los insumos para atender este requerimiento. Además, se solicita al Ente Regulador que, en el caso de requerir mayor detalle de la información remitida, valore los plazos a brindar.

Conforme a la reunión con funcionarios de ARESEP, los datos solicitados corresponden al corte del último estudio tarifario, es decir el aprobado para el 2022 según la resolución RE-0010-IE-2022, la cual se resolvió al amparo de la metodología RE-0139-JD-2015.[...]

El ICE, asignó ¢19 669 975,4 por concepto de activo neto en operación revaluado promedio de los activos relacionados con recursos energéticos distribuidos (AFNORP), sin embargo, la metodología RE-0076-JD-2023 establece lo siguiente para la base tarifaria directa:

[...]

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.8)}$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el período “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD- 139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones. [...]

La metodología es clara que para el cálculo del AFNORP de los recursos energéticos distribuidos debe ser todo el proceso que se realiza para el cálculo del AFNORP según la metodología ordinaria para el sistema de distribución, eso incluye que la empresa envíe el auxiliar de esos activos, los mismos se constaten en el auditado y se sigan cada una de las fórmulas indicadas para base tarifaria que se especifican en la RJD-139-2015.

Por el contrario, el valor indicado por la empresa está como valores, no permite la trazabilidad y no aportaron los cálculos específicos para el AFNORP, por lo que esta Intendencia no consideró el valor aportado por la empresa y por el contrario el resultado es cero.

Lo anterior da como resultado que la BT para recursos energéticos distribuidos calculada por la IE es de ₡185 562 445,94 mientras que ICE esperaba ₡19 669 975,44, la diferencia se debe a que el ICE consideró un 0,0% de porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) lo que da como resultado que la BTA sea cero, y la IE consideró un 0,06% de participación relativa.

No se indexan los costos, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 4,03%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

2. Tarifa resultante.

En lo que respecta al 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, de acuerdo con lo definido por Ley N° 10086; la IE analizó y revisó los costos contemplados por las empresas distribuidoras según lo indicado en la RE-0076-JD-2023.

Siendo que en la metodología establece en la fórmula 4.1 la fórmula de aplicación del método de cálculo, siendo el siguiente:

$TDER_{e,t+1}$
(Fórmula 4. 1)

$$\frac{COMA_{e,t+1} + (Re_{t+1} * BTe_{t+1}) + CregDER_{e,t+1}}{N * Cie_{t+1}}$$

Donde:

$TDER_{e,t+1}$, = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el período “t+1”, por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).

- $COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento Administrativos relacionados con los Recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Ver la sección 2.2 denominada “Costos de operación mantenimiento y administrativos (COMA)”
- Re_{t+1} = Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa “e” en el período “t+1-2. Ver la sección 2.3 denominada “Tasa del rédito para el desarrollo (R)”.
- BTe_{t+1} = Base tarifaria de la empresa “e” en el período “t+1”. Ver la sección 2.4 denominada “Base tarifaria (BT)”:
- $CregD$
 $ER_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa “e” en el período “t+1” (monto absoluto). Monto autorizado como pago por los servicios de regulación de regulación de los recursos energéticos distribuidos. Ver la sección 2.5. denominada “Canon de regulación (CregDER)”.
- Cle_{t+1} = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el período “t+1”, en kW. Ver la sección 2.6. denominada “Capacidad instalada (CI)”.
- N = Cantidad de meses considerados en el período de la información financiero-contable.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente la tarifa.

La tarifa resultante será aplicable en cada empresa eléctrica distribuidora a todos los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, como un cobro mensual por cada kW instalado.

Al respecto, señalar que la IE realizó un análisis riguroso de los costos reportados por las empresas distribuidoras eléctricas, en concordancia con lo establecido el artículo 3 inciso b y el artículo 4 inciso a y b de la Ley 7593 y la metodología RE-0076-JD-2023.

A continuación, se detallan los resultados de cada una de las variables del instrumento de cálculo:

i. Costo del transporte de energía, (Peaje) proyectado al 2023.

Para estimar la energía trasegada por las empresas distribuidoras se considera la proyección de la energía demanda por los usuarios finales de las empresas distribuidoras menos la energía que se genera y entrega en las propias redes de distribución y por lo tanto no pagan el costo de transmisión. En el caso de los clientes conectados a alta tensión la energía sujeta a cobro de peaje se iguala a la facturada por venta del sistema de generación.

Para la estimación del año 2023, la IE actualizó los datos a mayo de 2023 y efectuó las proyecciones para cada una de las ocho empresas distribuidoras y las empresas de alta tensión.

La información real hasta mayo de 2023 se obtiene a partir de la información estadística de registro y envío regular, que las distribuidoras envían mensualmente a la Intendencia de Energía mediante la plataforma SIR (sistema de Información Regulatoria) y en atención a los solicitado mediante la resolución RIE-089-2016.

Durante el 2022, el 75,4% de la energía trasegada correspondió a las dos empresas distribuidoras más grandes del país: la CNFL, S.A. (34%) y el ICE (43%). El 24% restante de la energía transportada corresponde a las seis empresas distribuidoras y a las otras empresas conectadas en alta tensión.

De esta forma se espera que el sistema de transmisión del ICE facture a sus clientes energía trasegada cercana a los 10 812,3 GWh incluyendo ventas a usuarios directos de la tarifa T-UD.

Los costos anuales esperados por concepto de pago de transmisión, por parte de las empresas distribuidoras, con tarifa vigente se calculan al multiplicar el precio del costo variable (costo de transmisión) autorizado por la ARESEP, por la estimación de la energía a trasegar por el cliente más el costo fijo (CENCE Y MER) correspondiente en el período de estudio.

La tarifa vigente para el año 2023 del sistema de transmisión nacional se estableció según la resolución RE-0009-IE-2022 publicada en Alcance digital N°30 de la Gaceta N° 29 del 14 de febrero de 2022.

De tal forma que el costo de peaje estimado para el año 2023 por empresa distribuidora es el siguiente:

Cuadro N°27
Costo anual de la transmisión
por empresa distribuidora. 2023
--Cifras en colones--

Empresa	Costo de transmisión
ICE	45 564.3
CNFL	35 150.8
JASEC	6 511.8
Esph	6 528.2
Coopelesca	1 820.5
Coopéguanacaste	4 667.8
Coopesantos	1 007.7
Coopealfaroruz	295.2

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

ii. Costo por compras de energía y potencia, (CEP) proyectado al 2023.

La IE actualiza todas las cifras referentes al mercado eléctrico hasta mayo de 2023, y realiza proyecciones de este hasta el mes de diciembre de 2023.

Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de cada empresa regulada, la IE ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de abonados por categoría tarifaria. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado *Forecast Pro*, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por cada tipo de tarifa se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Además, se utilizó el porcentaje de pérdida propio de su sistema de distribución, con el cual se determinaron las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos. En el caso de las empresas distribuidoras que disponen de plantas generadoras de energía, para atender parte de sus necesidades, las compras de energía al ICE se determinan al disminuir a la demanda de energía esta generación propia, y para el caso de las cooperativas, además de la generación propia, se restan las compras de energía a terceros (ejemplo: Coneléctricas).

La IE realiza sus estimaciones de generación, las cuales toman en cuenta el comportamiento histórico de cada una de las plantas del parque de generadores del sistema eléctrico nacional.

Con esto, se espera que la venta del ICE a las distribuidoras durante el año 2023 se encuentre cercana a los 9 533 GWh, incluyendo la venta al ICE-distribución.

Los costos anuales esperados por concepto de pago al ICE por compra de energía y potencia, por parte de las empresas distribuidoras, con tarifa vigente se calculan al multiplicar el precio en cada concepto (energía y potencia) y en cada bloque horario por su respectiva compra esperada.

La tarifa vigente para el año 2023 del sistema de transmisión nacional se estableció según la resolución RE-0008-IE-2022 publicada en Alcance digital N°30 de la Gaceta N° 29 del 14 de febrero de 2022.

Respecto a la estimación del importe por concepto de compras de energía y potencia de las empresas distribuidoras a su propio sistema y terceros, es decir excluyendo al ICE generación, se mantuvo la compra del periodo junio a diciembre de 2022 como estimador de la proyección para el periodo homólogo del año presente.

De tal forma que el costo por compra de energía y potencia estimado para el año 2023 por empresa distribuidora es el siguiente:

Cuadro N°28
Costo anual de la compra de energía y
demanda máxima, por empresa distribuidora. 2023
--Cifras en colones--

Empresa	Costo ^{1/}
ICE	228 158,7
CNFL	203 190,7
JASEC	35 696,6
Esph	30 290,4
Coopesca	26 381,4
Coopeguanacaste	28 285,3
Coopesantos	6 273,2
Coopealfaroruiz	1 315,4

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

iii. Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos (COMA)

La metodología RE-0076-JD-2023, indica lo siguiente para los costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos:

[...]

2.2.1 Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)

Son los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos ($COMA_{e,t+1}$) indispensables y asociados a los recursos energéticos distribuidos, corresponden a la suma de los costos en que incurre la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Todos los costos y gastos deben ser justificados de tal manera que correspondan a las actividades incluidas en la Ley N.º 10086 y además cumplir con los criterios establecidos en el artículo 32 de la Ley N.º 7593. Los componentes del $COMA_{e,t+1}$ se detallan en la siguiente fórmula:

$$COMA_{e,t+1} = COMAD_{e,t+1} + COMAA_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4. 2})$$

Donde:

$COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.

$COMAD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Ver la sección 2.2.1. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)”.

$COMAA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)”.

$e =$ Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t+1 =$ Período en el que estará vigente la tarifa. [...]

Siendo que en el apartado IV. 1 de este informe se analizó de la información remitida por las empresas relacionada a los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos, así como los ingresos y las variables aprobadas en el último estudio tarifario ordinario para el sistema distribución. Se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N°29
Costos de operación, mantenimiento y administrativos
del Servicio de Distribución (COMASD)
--Cifras en colones--

$$\text{COMASD}_{e,t} = \text{COMA} - \text{CEP} - \text{Peaje} - \text{DEPIP}_{e,t} - \text{Creg}$$

Empresa Distribuidora	COMA	CEP	Peaje	DEPIP	Creg	COMASD
ICE	356 322 803 094	228 158 736 041	45 564 277 364	-	406 683 834	82 193 105 855
CNFL	312 756 681 665	203 190 743 287	35 150 775 674	-	339 967 998	74 075 194 706
ESPH	46 727 700 000	30 290 398 443	6 528 197 115	-	113 619 086	9 795 485 356
JASEC	51 037 019 039	35 696 593 212	6 511 771 657	-	106 770 099	8 721 884 071
Coopeguanacaste	43 292 836 430	28 285 342 508	4 667 459 277	3 581 255	118 468 104	10 217 985 286
Coopelesca	41 195 700 000	26 381 353 088	1 820 471 860	44 459	73 570 000	12 920 260 593
Coopealfaro	2 193 610 558	1 315 407 812	295 240 068	-	3 602 864	579 359 814
Coopesantos	11 279 676 045	6 273 128 359	1 007 663 360	-	28 715 309	3 970 169 017

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Cuadro N°30
Costos de operación, mantenimiento y
administrativos asignados (COMAA)
--Cifras en colones--

$$\text{COMAA}_{e,t} = (\text{COMASD}_{e,t} * \text{PI}_{e,t}) + \text{DEPIP}_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	COMASD	PI	DEPIP	COMAA
ICE	82 193 105 855	0,06%	-	49 045 349
CNFL	74 075 194 706	0,14%	-	103 948 038
ESPH	9 795 485 356	0,11%	-	11 037 997
JASEC	8 721 884 071	0,06%	-	5 047 370
Coopeguanacaste	10 217 985 286	0,12%	3 581 255,39	15 834 524
Coopelesca	12 920 260 593	0,08%	44 459,48	10 626 178
Coopealfaro	579 359 814	0,17%	-	1 009 927
Coopesantos	3 970 169 017	0,20%	-	8 081 192

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Cuadro N°31
Costos de operación, mantenimiento y
administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

$$COMAD_{e,t} = SAS_{e,t} + MSU_{e,t} + DEP_{e,t} + TRA_{e,t} + VIA_{e,t} + CON_{e,t} + OTR_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	SAS	MSU	DEP	TRA	VIA	CON	OTR	COMAD
ICE	17 964 850,21	-	49 516,61	14 215,51	71 300,07	6 822 120,05	5 343 717,21	30 265 719,66
CNFL	28 182 125,71	-	2 645 614,27	147 102,88	11 393,83	-	-	30 986 236,69
ESPH	635 566,08	155 266,00	229 847,53	62 425,34	3 346,50	924 668,30	952 198,68	2 963 318,43
JASEC	831 255,72	-	5 000,00	-	-	-	-	836 255,72
Coopeguanacaste	9 606 272,23	-	879 856,53	2 377 571,18	107 607,86	-	-	12 971 307,80
Coopesca	13 684 179,21	11 000 158,30	208 591,17	598 744,00	1 040 000,00	-	-	26 531 672,68
Coopealfaro	135 398,39	572 016,62	45,83	1 318 164,82	-	-	-	2 025 625,66
Coopesantos	28 189 806,93	15 440,10	1 200 651,14	2 960 277,89	1 505 409,87	-	4 875 519,35	38 747 105,28

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Cuadro N°32
Costos de operación, mantenimiento
y administrativos (COMA)
--Cifras en colones--

$$COMA_{e,t} = COMAD_{e,t} + COMAA_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	COMAD	COMAA	COMA
ICE	30 265 719,66	49 045 348,78	79 311 068,45
CNFL	30 986 236,69	103 948 037,86	134 934 274,55
ESPH	2 963 318,43	11 037 997,36	14 001 315,79
JASEC	836 255,72	5 047 370,50	5 883 626,22
Coopeguanacaste	12 971 307,80	15 834 524,37	28 805 832,17
Coopesca	26 531 672,68	10 626 177,59	37 157 850,27
Coopealfaro	2 025 625,66	1 009 927,43	3 035 553,10
Coopesantos	38 747 105,28	8 081 192,02	46 828 297,30

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

iv. Tasa de rédito para el desarrollo (R)

La metodología RE-0076-JD-2023, indica lo siguiente para el rédito para el desarrollo:

[...]

2.3 Tasa de rédito para el desarrollo(R)

La tasa de rédito para el desarrollo corresponderá a un valor máximo que se otorga con el objetivo de brindar al prestador recursos que permitan una retribución competitiva y garantizar la adecuada integración de los DER. El máximo de la tasa de rédito para el desarrollo ($R_{e,t+1}$) se calculará de

acuerdo con el procedimiento detallado en el Capítulo VII, Sección 4 de la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Para la determinación de esta variable se utilizarán los parámetros, datos y criterios considerados en la última fijación tarifaria del sistema de distribución de la respectiva empresa distribuidora para el respectivo año (o el año más reciente), de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa fijación tarifaria.

Si la fijación tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones asociados a la integración de los recursos energéticos distribuidos se realiza simultáneamente con las tarifas del sistema de distribución; en la fijación tarifaria de los DER se empleará como máximo, la tasa de rédito para el desarrollo que resulte de la fijación tarifaria para el sistema de distribución.

La tasa de rédito para el desarrollo o rendimiento se establece como un valor máximo, donde cada una de las empresas distribuidoras podrán valorar si solicitan, en las fijaciones tarifarias que tramiten ante la Aresep, que se les reconozca un monto menor de la tasa de rédito para el desarrollo, después de realizar una valoración técnica de diferentes aspectos de su gestión. [...]

La IE, no indexa al 2023 el valor de rédito para el desarrollo, siendo que el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio, entre otras variables, que no están sujetas a la variación de inflación sino aspectos propios de la política monetaria, nivel de endeudamiento de las empresas y variables internacionales.

En el siguiente cuadro se muestra el rédito considerado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica:

Cuadro N°33
Tasa de rédito para el desarrollo (R)
Cifras en porcentaje

<i>Empresa Distribuidora</i>	<i>Tasa de rédito para el desarrollo del sistema de distribución</i>	<i>Tasa de rédito para el desarrollo (R)</i>	<i>Fuente</i>
ICE	4,03%	4%	ET-075-2021
CNFL	3,61%	4%	ET-069-2021
ESPH	3,44%	3%	ET-071-2021
JASEC	4,56%	5%	ET-087-2020
Coopeguanacaste	3,91%	4%	ET-070-2019
Coopelesca	5,33%	5%	ET-033-2021
Coopealfaro	5,88%	6%	ET-025-2015
Coopesantos	3,34%	3%	ET-008-2020

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

v. Base tarifaria (BT)

Según la fórmula 4.7 de la metodología RE-0076-JD-2023, la base tarifaria es la suma de la base tarifaria directa y la base tarifaria asignada, siendo que en el apartado IV. 1 de este informe se analizó de la información remitida por las empresas relacionada a base tarifaria, así como las variables aprobadas en el último estudio tarifario ordinario para el sistema distribución.

Dando los siguientes resultados:

Cuadro N°34
Base tarifaria asignada de inversiones
para el servicio de distribución de energía (BTA)
--Cifras en colones--

$$BTA_{e,t} = (BTSD_{e,t} - IP_{e,t}) * PI_{e,t} + IP_{e,t}$$

<i>Empresa Distribuidora</i>	<i>BTSD</i>	<i>IP</i>	<i>PI</i>	<i>BTA</i>
ICE	310 976 557 932,34	-	0,06%	185 562 446
CNFL	358 563 929 597,25	-	0,14%	503 164 616
ESPH	28 404 020 000,00	-	0,11%	32 006 939
JASEC	24 564 010 000,00	-	0,06%	14 215 238
Coopeguanacaste	45 446 100 000,00	33 295 200,40	0,12%	87 753 618
Coopelesca	70 620 000 000,00	17 965 286,29	0,08%	75 788 488
Coopealfaro	2 934 500 000,00	-	0,17%	5 115 357
Coopesantos	18 565 720 000,00	-	0,20%	37 790 116

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

Cuadro N°35
Base tarifaria de inversiones directas (BTD)
--Cifras en colones--

$$BTD_{e,t} = AFNORP_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	AFNOR 1/	BTD
ICE	0,00	0,00
CNFL	0,00	0,00
ESPH	0,00	0,00
JASEC	0,00	0,00
Coopeguanacaste	0,00	0,00
Coopesca	0,00	0,00
Coopealfaro	0,00	0,00
Coopesantos	0,00	0,00

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

1/ Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Cuadro N°36
Base tarifaria (BT)
--Cifras en colones--

$$BT_{e,t} = BTD_{e,t} + BTA_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	Base tarifaria de inversiones directas (BTD)	Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía (BTA)	Base tarifaria (BT)
ICE	0,00	185 562 445,76	185 562 445,76
CNFL	0,00	503 164 616,41	503 164 616,41
ESPH	0,00	32 006 938,55	32 006 938,55
JASEC	0,00	14 215 238,17	14 215 238,17
Coopeguanacaste	0,00	87 753 618,24	87 753 618,24
Coopesca	0,00	75 788 487,63	75 788 487,63
Coopealfaro	0,00	5 115 356,60	5 115 356,60
Coopesantos	0,00	37 790 116,18	37 790 116,18

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

vi. Canon regulación vigente para la empresa (CregDer)

En el alcance N° 272 a La Gaceta N° 238 se publicó la resolución RE-0621-RG 2022 del 09 de diciembre de 2022, con la distribución del cobro del canon de regulación 2023 por regulado, siendo que para la regulación eléctrica no se aprobó monto de canon como pago por los servicios de regulación de los recursos energéticos distribuidos.

La IE, consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, lo siguiente:

“CANON: en la fórmula general, específicamente el Creg DER, que corresponde al canon de generación distribuida, para la primera aplicación este Canon no se contempló dentro de lo aprobado por la Contraloría General de la República, ¿corresponde entonces poner cero en ese valor?”

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“En general, para todas las variables directamente relacionadas con los DER (no aplica para las asignadas) cuyo valor no se encuentre definido a la fecha, se deberá incluir un valor de cero (0). Esto deberá mantenerse mientras no sea posible técnicamente definir el valor efectivo, lo cual deberá justificarse en el informe respectivo. Esto aplica para la variable consultada.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró valor cero para el canon de regulación CregDer.

vii. Cantidad de meses (N)

Según la metodología RE-0076-JD-2023, la tarifa de los recursos energéticos distribuidos es mensual, por lo que entre las variables de cálculo está la cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.

Esta Intendencia les solicitó a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a qué período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.”

La mayoría de las distribuidoras indicaron que los datos reportados eran anuales, para las empresas que indicaron que los datos eran mensuales, los mismos se anualizaron para tener todas las empresas con la misma cantidad de meses de información.

En ese sentido, los datos solicitados a las empresas están anualizados, por lo que la cantidad de meses considerados en el período de la información financiero-contable es de 12 meses para cada empresa, lo que permitirá que la tarifa (T-DER) que se cobrará mensualmente a los propietarios de recursos energéticos

distribuidos (PDER) por cada kW de capacidad instalada que posea, van a resarcir a las empresas eléctricas distribuidoras por los costos e inversiones en que incurren para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución más un rédito para el desarrollo de la actividad.

Los costos y gastos provienen del estudio tarifario ordinario aprobado por esta Intendencia a la empresa. Posteriormente, una vez depurados los gastos, se procedió a indexarlos al 2023 (esta indexación se les realizó únicamente a las empresas donde el último estudio tarifario aprobado vía ordinaria fuese de uno o más períodos anteriores) y los datos de ingresos, compras y peaje de transmisión fue estimado al 2023 por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, de tal forma que los montos finales fueran comprobables entre las empresas.

viii. Capacidad Instalada (CI)

Para determinar la capacidad instalada (CI) promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa, se requirió como primer paso elaborar la serie histórica para cada empresa de la capacidad instalada mensual, para en un segundo paso realizar la proyección de esta variable para los meses de mayo a diciembre 2023 y finalmente en un tercer paso obtener la capacidad instalada promedio mensual para cada empresa en el periodo t+1 que en este caso corresponde a los meses de enero – diciembre 2023.

En el primer paso, se obtuvo la información de la sumatoria mensual de la capacidad instalada para cada una de las empresas desde marzo 2019 hasta abril 2023 (50 observaciones). Esta información se recopiló del Anexo 4 de Generación Distribuida que las empresas distribuidoras presentan a la Aresep en cumplimiento con la resolución RIE-089-2016 sobre la simplificación y estandarización de información de mercado para el servicio eléctrico que prestan los regulados. En esta construcción de las series históricas se presentaron inconvenientes con el uso de los datos del mes de julio 2020 para la ESPH, debido a inconsistencias en la información con la serie de datos, por lo que, para este mes, se utilizó el mismo valor de la CI del mes anterior, o sea, junio 2020, este caso se presentó únicamente para la ESPH.

En el segundo paso, utilizando las series históricas se pronosticó la CI para los meses de mayo – diciembre 2023 para cada una de las distribuidoras, esto se realizó mediante el software Forecast Pro, especializado en el pronóstico estadístico de los datos, ya que utiliza algoritmos sofisticados, como promedios móviles, alisamiento exponencial, regresión lineal y métodos de descomposición para generar pronósticos precisos analizando los datos históricos, para predecir patrones y tendencias de una variable en particular.

En el tercer paso, se utilizó la información del periodo t+1, o sea, de enero – diciembre 2023 para cada empresa distribuidora para obtener el promedio mensual de la capacidad instalada para este periodo (en kW), obteniendo como resultado los siguientes datos por empresa.

Cuadro N°37
Capacidad instalada promedio mensual
de los DER, para el 2023 en kW.

Empresa Distribuidora	Capacidad instalada promedio mensual (CI)
ICE	28.352
CNFL	41.842
ESPH	5.797
JASEC	3.737
COOPEGUANACASTE	5.126
COOPELESCA	6.710
COOPEALFARORUIZ	204
COOPESANTOS	2.330

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

ix. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER), indexado al 2023.

Los ingresos que se esperan por parte de los generadores distribuidos a las empresas distribuidoras a través de la tarifa vigente son estimados a partir del mes de junio de 2023.

Estos ingresos estimados a través de la asociación con la proporción del ingreso de generadores privados respecto al total de ingresos que percibe cada empresa distribuidora. Esta proporción fue definida a partir de la relación real de los últimos meses.

En función de lo anterior, se proyectan los siguientes ingresos esperados para el periodo 2023.

Cuadro N°38
Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución, por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	Ingreso ^{1/}
ICE	225.6
CNFL	424.2
JASEC	30.1
Esph	53.6
Coopesca	56.3
Coopéguanacaste	40.1
Coopesantos	24.8
Coopealfarorui	4.3

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

x. **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV), indexado al 2023.**

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

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

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

Las tarifas que se encuentran vigentes para el segundo semestre del año 2023 son las establecida mediante resolución RE-0056-IE-2023 del 26 de junio de 2023, publicada en el diario oficial la Gaceta N°117, Alcance N°123 del 29 de junio de 2023.

A partir de lo anterior se estiman los siguientes ingresos por empresa distribuidora:

Cuadro N°39
Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de
distribución, por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	Ingreso ^{1/}
ICE	377 840.7
CNFL	301 877.9
JASEC	51 952.3
Esph	47 483.5
Coopesca	46 931.3
Coopeguanacaste	48 918.1
Coopesantos	12 151.9
Coopealfaroruiz	2 489.4

^{1/} Datos estimados a partir de junio de 2023

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

xi. Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (PI)

Según la fórmula 4.6 de la metodología RE-0076-JD-2023, el porcentaje de participación relativa se obtiene de la relación de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos y los ingresos por venta de energía y potencia. Dando los siguientes resultados:

Cuadro N°40
Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los DER (PI)

$$PI_{e,t} = \frac{IDER_{e,t}}{Iv_{e,t} + IDER_{e,t}} * 100$$

Empresa Distribuidora	Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados (IDER)	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía (Iv)	Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados (PI)
ICE	225 595 458	377 840 659 588	0,06
CNFL	424 213 681	301 877 895 037	0,14
JASEC	30 082 279	51 952 261 781	0,06
ESPH	53 566 959	47 483 531 308	0,11
COOPEGUANACASTE	56 346 890	46 931 252 603	0,12
COOPELESCA	40 096 819	48 918 053 828	0,08
COOPESANTOS	24 785 418	12 151 920 405	0,20
COOPEALFARORUIZ	4 347 015	2 489 382 598	0,17

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

xii. Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER)

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de los costos reportados por las empresas distribuidoras para el cálculo del reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, da como resultado la siguiente tarifa aplicable a todos los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, como un cobro mensual por cada kW instalado.

Es importante advertir que la información aportada por cada una de las empresas eléctricas es el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, en este sentido, esta Intendencia después de realizar un análisis regulatorio riguroso de la información, suministrada por las 8 empresas distribuidoras, logró identificar una serie de elementos que sustentan el presente ajuste tarifario y que dan como resultado la siguiente tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para cada empresa distribuidora de energía eléctrica:

Cuadro N°41
Tarifa mensual de los recursos
energéticos distribuidos (T-DER)
--Colones por kW--

$$TDER_{e,t} = \frac{COMA_{e,t} + (R_{e,t} * BT_{e,t}) + CregDER_{e,t}}{N * CI_{e,t}}$$

Empresa Distribuidora	COMA	R	BT	R*BT	CregDER	N	CI	Tarifa (TDER)
ICE	79 311 068	4%	185 562 446	7 478 167	0	12	28 352	255
CNFL	134 934 275	4%	503 164 616	18 164 243	0	12	41 842	305
ESPH	14 001 316	3%	32 006 939	1 101 039	0	12	5 797	217
JASEC	5 883 626	5%	14 215 238	648 215	0	12	3 737	146
Coopeguanacaste	28 805 832	4%	87 753 618	3 431 166	0	12	5 126	524
Coopesca	37 157 850	5%	75 788 938	4 039 550	0	12	6 710	512
Coopealfaro	3 035 553	6%	5 115 357	300 783	0	12	204	1 362
Coopesantos	46 828 297	3%	37 790 116	1 262 190	0	12	2 330	1 720

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las distribuidoras

Esta tarifa se deberá cobrar mensualmente a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW instalado.

Gráfico N°1
Tarifa mensual de los recursos
energéticos distribuidos (T-DER)
período 2023
--Cifras en colones--



Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las distribuidoras

[...]

VI. CONCLUSIONES

1. La Junta Directiva de la Aresep, por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 aprobó la metodología para el 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 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 el formulario de información requerida con las empresas distribuidoras para la aplicación por primera vez del “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”.
3. La Intendencia de Energía realizó una revisión de los costos contemplados por las empresas distribuidoras, que se cumpliesen con los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo, establecidos en la Ley N°7593.
4. Es importante advertir que la información aportada por cada una de las empresas eléctricas es el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, en este sentido, esta Intendencia después de realizar un análisis regulatorio riguroso de la información, suministrada por las 8 empresas distribuidoras, logró identificar una serie de elementos que sustentan el presente ajuste tarifario y que dan como resultado los siguientes costos en cada una de las etapas de interconexión.
5. La tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER) para cada una de las empresas distribuidoras es la siguiente en colones por KW instalado:

**Tarifa mensual de los recursos
energéticos distribuidos (T-DER)
--Colones por kW--**

Empresa	Tarifa (TDER)
JASEC	¢146
ESPH	¢217
ICE	¢255
CNFL	¢305
Coopesca	¢512
Coopéguanacaste	¢524
Coopealfaro	¢1 362
Coopesantos	¢1 720

Fuente: Intendencia de Energía

[...]

- II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0181-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-0505-DGAU-2023 (folios 349 al 350) del 17 de agosto de 2023, emitido por la Dirección General de Atención al Usuario, se presentaron 6 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, se indica que en el caso puntual del 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, la fijación tarifaria se realiza por empresa distribuidora de forma individual y para todas las etapas de interconexión y el dato de la tarifa corresponde al costo del trámite de una solicitud de interconexión, por lo anterior, el ajuste se realiza por empresa y no por plantas de generación, en el caso que se desee gestionar un proyecto nuevo de generación eléctrica de capital privado se debe valorar el ordenamiento jurídico de las plantas de generación privada amparadas en la Ley 7200, así como las metodologías correspondientes, debido a que esta aplicación no sería el medio correcto para dicha valoración.

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 (visible a folio 405)

Notificaciones: Al correo electrónico: gerencia@coopesantos.com

CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLES A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

¿Los montos asignados en los cargos de interconexión para cada una de las etapas incluyen el IVA o deben ser aplicados de manera adicional a los montos propuestos en cada etapa? Esto derivado de que en el periodo de remisión de información visibilizamos los impuestos para estas etapas, sin embargo, el informe no menciona si se incluyen o no los impuestos al valor agregado, los cuales se deben cobrar pues estos no corresponden a servicios exentos o exonerados.

Respuesta:

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

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

- 1. En el caso del establecimiento de la Tarifa de Reconocimiento de Excedentes para los Sistemas de Generación Distribuida que se interconectan al Sistema de Distribución de Coopesantos, R.L., la ARESEP toma en cuenta la tarifa que dicha autoridad había fijado al Parque Eólico Los Santos mediante resolución del RE-0041-IE-2020, sin embargo, en las recientes aplicaciones tarifarias al Sistema de Distribución de Coopesantos, no se le reconoció dicha tarifa, sino que se estableció el precio de la energía generada por el PELS a la tarifa de venta de energía del ICE a Coopesantos, es decir, más baja que la aprobada para el PELS. En virtud de lo anterior, según nuestro criterio, la ARESEP debió utilizar en el cálculo de la tarifa de reconocimiento de excedentes la tarifa que el ICE cobra a la Cooperativa y no la establecida para el PELS, por cuanto en la práctica, de acuerdo con lo establecido por la ARESEP esta no se aplica ni se reconoce.*

¿Cuál será el tratamiento para trasladar el monto del reconocimiento económico de los excedentes hacia el generador distribuido?, ¿Se aplicará como un descuento a la factura del servicio eléctrico o la empresa distribuidora debe generar una factura independiente hacia el generador distribuido? En caso de generarse una factura adicional el generador distribuido debe estar debidamente inscrito en el Ministerio de Hacienda bajo la actividad comercial correspondiente para su correcta tributación. Es muy importante que la autoridad reguladora pueda definir este tema antes de la aprobación y entrada en vigencia de dicha tarifa.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará las posiciones dentro del informe del expediente ET-049-2023.

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 (visible a folio 406)

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.

- A. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “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.**

Se solicita al ente regulador que establezca una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño.

A modo de aclaración, los costos para interconectar un sistema mayor a los 250 KW conllevan costos adicionales que difieren respecto a los costos contemplados en la metodología vigente. De ahí la importancia de hacer una clasificación adecuada para la asignación de costos, en apego al principio del servicio al costo definido en la Ley 7593.

- B. 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. Expediente ET-048-2023).**

No hay objeción a lo propuesto por el ente regulador.

C. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “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.

Conforme a la propuesta de ARESEP se visualiza una tarifa por este concepto de forma trimestral, mientras que, en el caso de las demás empresas distribuidoras, esta tarifa se definió de forma anual.

Al considerar una tarifa trimestral, se parte de la premisa que se buscaba incorporar la estacionalidad en las diferentes épocas del año; sin embargo, llama la atención que para el III trimestre la tarifa sea superior al primer y segundo trimestre, periodos donde usualmente disminuye la disponibilidad del recurso hídrico, lo cual a todas luces evidencia que no se está considerando la estacionalidad.

Con fundamento en lo expuesto se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no considere la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.

D. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “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.

De conformidad con la Ley 10 086, en el transitorio V se indicó lo siguiente:

TRANSITORIO V- Los contratos de los generadores distribuidos en modalidad medición neta sencilla, que se encuentren vigentes a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, mantendrán su vigencia hasta su vencimiento; siendo potestativo para cualquier generador distribuido rescindir su contrato actual de conformidad con las condiciones contractuales y suscribir uno nuevo conforme a las modalidades establecidas en la presente ley.

En la actualidad, los contratos vigentes se encuentran en la modalidad medición neta sencilla, bajo estos contratos no resulta aplicable el cargo definido en el capítulo 4. Además, es necesario que ARESEP contraponga los costos para la integración de recursos energéticos distribuidos versus los ingresos que se obtendrían vía tarifaria, y valore la forma de retribuir al operador un descalce entre ambos conceptos.

En este sentido, al no tener clientes vinculados a esta tarifa y separar los costos en un estudio ordinario del sistema de distribución, atentaría contra el principio de equilibrio financiero del ICE ya que no existiría en el corto plazo un mecanismo para el reconocimiento de estos costos, por la vía ordinaria o extraordinaria. Además,

tampoco se podrá recuperar las desviaciones en un proceso de liquidación tarifaria, por cuanto no se contempló este aspecto en la metodología.

Por lo tanto, se requiere revisar la metodología y definir el mecanismo adecuado para el reconocimiento de los costos atribuibles al capítulo 4.

Petitoria:

De conformidad con los argumentos expresados supra se solicita a ARESEP lo siguiente:

- 1. Para el capítulo 1, se solicita al ente regulador que establezca una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño.*
- 2. Respecto al capítulo 3, se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no incorpore la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.*
- 3. En el caso del capítulo 4, se requiere revisar la metodología y definir el mecanismo adecuado para el reconocimiento de los costos atribuibles a este capítulo.*

Respuesta:

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

- 1. En cuanto al capítulo 1, esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.*
- 2. En cuanto al capítulo 3, esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.*
- 3. En cuanto al capítulo 4, petición tarifaria realizada de oficio por parte de la Intendencia de Energía (IE), mediante el expediente ET-050-2023 correspondiente al reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, la IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).*

En este sentido, la Intendencia de Energía 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, debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva.

La metodología en mención en el capítulo 4 ya prevé el mecanismo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon para los contratos que se suscriban después de aprobada de la Ley 10086 siendo por medio de la tarifa que se está calculando en el presente informe que la empresa recuperaría

dichos costos, cobrando mensualmente dicha tarifa a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW instalado.

Los contratos que fueron firmados antes de la entrada en vigencia de la Ley 10086 les era aplicable otro instrumento jurídico y reglamentario, por lo que no pueden cobrarse según lo dispuesto en el presente instrumento tarifario en aplicación; cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

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. (visible a folio 407)

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

1. Tarifa de interconexión

El señor Zamora, manifiesta su posición argumentando la importancia que se estén considerando las 4 etapas, que al trasladar dichos costos se evitan los subsidios cruzados considerando que las empresas distribuidoras requerirán realizar inversiones y aumento en sus costos que deben trasladarse a los usuarios con recursos distribuidos.

Así mismo considera que la medición interna va a ser necesaria para el cálculo del consumo natural, si bien no está contemplado en la tarifa, considera que se debe exigir un sistema de medición que tenga la confiabilidad para realizar las mediciones y comunicación de los resultados, así como las adecuaciones de la red que deben determinarse por parte de la empresa distribuidora.

2. Tarifa T-DER

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 y la tarifa de interconexión costos puntuales del trámite de interconexión, con lo cual, todo lo demás quedaba por fuera, de ahí la necesidad de una metodología que viniese a recoger todos esos otros costos e inversiones, a efectos de que no se le trasladaran como un subsidio al resto de los usuarios.

Así mismo manifiesta que las diferencias en las tarifas pueden deberse a que algunos costos deban actualizarse en fijaciones futuras, por lo que considera importante no perder de vista que ésta es una primera fijación.

3. Tarifa de excedentes

Se indica que es una excelente medida de la Intendencia que desde esta primera fijación está considerando las reestructuras tarifarias horarias pero también estacionales (ICE y Coopesantos).

Los valores de las tarifas máximas están sumamente altos si los comparamos con las tarifas de generación de otras empresas de generación o distribuidoras que incluso si contemplan costos de inversión y rentabilidad que en este caso no aplican, sin embargo, aunque estén muy por encima de lo esperado, al ser tarifas máximas, a menos entonces las empresas distribuidoras podrán usar referencias mucho menores a esas tarifas máximas.

Petitoria:

Coadyuvarnos con las fijaciones antes mencionadas y seguiremos dando seguimiento a efectos de que en siguientes fijaciones se pueda ir actualizando la información de costos.

Respuesta:

En este contexto, la Autoridad Reguladora le agradece la participación en el proceso de audiencia pública, adicionalmente es importante indicar que la Intendencia de Energía en su compromiso por garantizar la oportunidad, continuidad y calidad de la prestación del suministro eléctrico así como el cumplimiento del servicio al costo está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) para que permita una apropiada asignación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos para garantizar que no existan subsidios de los restantes usuarios del sistema de distribución de las empresas reguladas, 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.

En cuanto al sistema de medición y adecuaciones a la red, es importante indicar que la Autoridad Reguladora está trabajando en la actualización de las normas técnicas de calidad de electricidad producto de la entrada en vigencia de la Ley 10086, específicamente el reglamento técnico “SUPERVISIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN, (AR-RT-SUCOM)” así como el reglamento técnico “SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN, (AR-RT-SUCAL)” y la norma POASEN “NORMA TÉCNICA PLANEACIÓN, OPERACIÓN Y ACCESO, AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.” de tal forma que se contemplen los aspectos relacionados a los recursos energéticos distribuidos tal y como lo establece el marco jurídico y reglamentario vigente.

Por lo anterior se le invita la participación al proceso de audiencia pública de dichas normas técnicas que oportunamente la Aresep comunicará.

Finalmente la coadyuvancia a la fijación de la tarifa de acceso, esta Intendencia se referirá dentro del informe del expediente ET-048-2023, así como lo relacionado con la tarifa de excedentes se analizará dentro del informe del expediente ET-049-2023.

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 (visible a folio 408)*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerenciageneral@cnfl.go.cr*

La CNFL propone:

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.**

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. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-048-2023.*
- 4. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.*
- 5. En cuanto al capítulo 4, la metodología establece lo siguiente:*

[...] 2.5 Canon de regulación (CregDER)

El canon de regulación (CregDER) corresponde a la variable que cubre los costos relacionados con la regulación de los recursos energéticos distribuidos, según la metodología que se tenga aprobada para estos efectos, por parte de la Contraloría General de la República y la ARESEP.

El monto total del canon relacionado con los recursos energéticos distribuidos se distribuye entre las empresas distribuidoras según la participación relativa de la capacidad instalada de los propietarios de recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” respecto de la capacidad instalada total en recursos energéticos distribuidos, según los criterios y metodologías que se tengan aprobados para estos efectos.

Es obligación de las empresas eléctricas distribuidoras recuperar y trasladar a la Aresep los montos del canon de regulación de los recursos energéticos distribuidos obtenidos a través del cobro de esta tarifa, de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en la normativa de cánones vigente. [...]

Tal y como se indicó en el informe IN-0125-IE-2023 en los folios 144-145 no hay un canon CregDer aprobado por la CGR para el período 2023, por lo tanto no puede esta Intendencia incluir una variable en tarifas que no se ha estipulado ni aprobado por la CGR.

Así mismo, en el Reglamento Interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) en el artículo 12 incisos 7 y 8 establecen entre las funciones de la Dirección General de Estrategia y Evaluación lo siguiente:

[...]

Artículo 12. Dirección General de Estrategia y Evaluación.

Su superior inmediato es el Regulador General. Está a cargo de un Director General.

Es responsable de dirigir la planificación estratégica y operativa, y el seguimiento y evaluación de sus resultados; la formulación de presupuestos y cánones; el control interno y riesgo; la administración de proyectos; y la mejora continua de los procesos institucionales.

Tiene las siguientes funciones:

7. Elaborar, en coordinación con las distintas dependencias, los proyectos de presupuestos ordinarios y extraordinarios, así como las modificaciones presupuestarias.

8. Preparar, cada año, en coordinación con las distintas dependencias, el anteproyecto de cánones y presupuesto de la Aresep. [...]

A su vez, en el artículo 6 inciso 4 se establece entre las funciones de la Junta Directiva lo siguiente:

[...] 4. Aprobar el estudio de cánones y el presupuesto de la Aresep, así como sus modificaciones. [...]

Por lo anterior, cuando se incluya en el Canon de Regulación la variable Creg Der y sea aprobado por la Junta Directiva de la Aresep y se publique en el diario oficial La Gaceta la distribución del canon por actividad y empresa regulada se trasladará a la tarifa TDER en los términos que se indique por parte de la Junta Directiva y los criterios establecidos en la metodología RE-0076-JD-2023.

En cuanto a la consulta ¿cómo se garantizará que el costo de la regulación de los recursos energéticos distribuidos, mediante recurso propio y por medio de consultorías, serán trasladados a las tarifas de recursos energéticos distribuidos en cumplimiento del artículo 6, inciso b de la Ley N° 10086? Es responsabilidad de las empresas distribuidoras la correcta asignación y separación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos, es por ello que la IE, está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria para que las empresas reporten dichos costos separados e identificados de los costos del sistema de distribución de tal forma que en las siguientes actualizaciones de la tarifa TDER las empresas reporten los costos e inversiones que incurren en la atención de los recursos energéticos distribuidos, como sucedió en esta primera aplicación donde las empresas reportaron la información a esta Autoridad Reguladora y esa información reportada por las empresas fue el insumo principal para el cálculo de la tarifa que en el presente informe se propone.

- 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 los 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:

Reglamento temporal para la atención de los recursos energéticos distribuidos para autoconsumo en la CNFL *Página 9*

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 Coopelesca donde la cooperativa indicó:

Conservemos hoy nuestro futuro

Coopelesca
FOMENTANDO 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: **Etapas 1:** Solicitud de la interconexión, **Etapas 2:** Estudios de ingeniería e inspección inicial, **Etapas 3:** Inspección final y puesta en marcha, **Etapas 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 entendiendo 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 analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

III Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-048-2023.

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

V En cuanto al capítulo 4, la Intendencia de Energía para garantizar el cumplimiento de los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) 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 para que permita una apropiada asignación y separación de dichos costos, para garantizar que no existan subsidios de los restantes usuarios del sistema de distribución de las empresas reguladas, 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 T-DER.

[...]

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 mensual por kW instalado de los recursos energéticos distribuidos (T-DER), en su aplicación por primera vez, tal y como se dispone:

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

- I. Fijar la tarifa mensual por kW instalado de los recursos energéticos distribuidos (T-DER), en su aplicación por primera vez de la siguiente forma:

**Tarifa mensual de los recursos
energéticos distribuidos (T-DER)
--Colones por kW instalado--**

Empresa	Tarifa (TDER)
JASEC	¢146
ESPH	¢217
ICE	¢255
CNFL	¢305
Coopesca	¢512
Coopeguanacaste	¢524
Coopealfaro	¢1 362
Coopesantos	¢1 720

Fuente: Intendencia de Energía

- 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-0181-IE-2023 del 6 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-050-2023

Anexo 1: Memoria de cálculo de la tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER) (archivo en Excel que fundamenta los cálculos de la tarifa).