



Diario Oficial

LA GACETA

Costa Rica

145 años



Imprenta Nacional
Costa Rica

ALCANCE N° 86 A LA GACETA N° 83

Año CXLV

San José, Costa Rica, viernes 12 de mayo del 2023

318 páginas

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

ACUERDOS

REGLAMENTOS

MUNICIPALIDADES

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

NOTIFICACIONES

PODER JUDICIAL

Imprenta Nacional
La Uruca, San José, C. R.

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

N° 43912-MGP

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA Y EL MINISTRO DE GOBERNACIÓN Y POLICÍA

Con fundamento en lo dispuesto en los artículos 140 incisos 3), 20) y 146 de la Constitución Política; los artículos 25 inciso 1), artículo 27 inciso 1) artículo 28 inciso 2), acápite b) y 121 de la Ley General de la Administración Pública Ley N° 6227 del 02 de mayo de 1978, Asueto por Días Feriados en Oficinas Públicas por Fiestas Cívicas Ley N° 6725 de 10 de marzo de 1982, Reforma Ley sobre Feriados Cantonales para Oficinas Públicas, Ley N° 7974 del 04 de enero del 2000 publicada en La Gaceta N° 18 del 26 de enero del 2000, Reglamento a la Ley N° 6725 Asueto por Días Feriados en Oficinas Públicas por Fiestas Cívicas, Decreto Ejecutivo N° 39427 del 07 de setiembre del 2015 publicado en La Gaceta N° 33 del 17 de febrero del 2016 y del **Acuerdo # 06-2022, de la Sesión Ordinaria N° 205, celebrada el 03 de noviembre de 2022, del Concejo Municipal de la Municipalidad del Cantón de Matina, Provincia de Limón.**

Por Tanto:

DECRETAN:

Artículo 1°.- Conceder asueto a los empleados públicos del **Cantón de Matina**, Provincia de **Limón**, el día **23 de junio de 2023**, con las salvedades que establecen las leyes especiales, con motivo de la celebración de las fiestas cívicas de dicho cantón.

Artículo 2°-En cuanto a los funcionarios del Ministerio de Educación Pública, será la jerarca de dicha Institución quien determine con base en el artículo 213 del Código de Educación y mediante circular interna, si el día señalado, en las horas señaladas, se les otorgará como asueto a los funcionarios de dicha cartera que laboren en ese cantón.

Artículo 3°- En relación con los funcionarios de la Dirección General de Aduanas, será el jerarca del Ministerio de Hacienda, quien determine con base en el artículo 14, párrafo segundo de la Ley General de Aduanas y mediante circular interna, si el día señalado en las horas indicadas, se les otorgará como asueto a los funcionarios de esa Dirección que laboren en ese cantón.

Artículo 4°- En relación con los funcionarios del Instituto Nacional de Seguros, será la jerarca de esa Institución quien determine con base en el artículo 6, inciso c) de la Ley N° 12 del 30 de octubre de 1924, reformada por la Ley N° 8653 Ley Reguladora del Mercado de Seguros y mediante circular interna, si el día señalado se les otorgará como asueto a los funcionarios de esa entidad que laboren en ese cantón.

Artículo 5º- Se excepcionan de la aplicación del decreto a los miembros de los cuerpos policiales del Ministerio de Seguridad Pública y de la Policía de Tránsito del Ministerio de Obras Públicas y Transportes.

Artículo 6º- Los jefes deberán garantizar que no se vean afectados los servicios públicos considerados esenciales dentro de la institución respectiva y que por su naturaleza exigen continuidad en la prestación del servicio.

Artículo 7º- Se excepcionan de la aplicación del decreto los servicios de emergencia, cuidados intensivos, exámenes de laboratorio clínicos y de gabinete, las intervenciones quirúrgicas, citas y programas de atención para la prevención de enfermedades de la Caja Costarricense del Seguro Social.

Artículo 8º- Se excepcionan de la aplicación del decreto los funcionarios del Ministerio de Salud que estén en actividades de control e inspección sanitaria en control de vectores, festejos populares o acciones relacionadas con la pandemia de COVID 19 y en la atención directa de los niños y niñas de los programas de los CEN-CINAI.

Artículo 9º- Rige el día **23 de junio** de 2023.

Dado en la Presidencia de la República, San José, a las diez horas y tres minutos del veinticuatro de enero del dos mil veintitrés.

RODRIGO CHAVES ROBLES.—El Ministro de Gobernación y Policía, Jorge Luis Torres Carillo.—1 vez.—O.C.Nº 4600073593.—Solicitud Nº 05-2023.—(D43912 - IN2023757350).

ACUERDOS

PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA

N° 254-P

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Con fundamento en las facultades que le confiere el artículo 139, inciso 1) de la Constitución Política.

ACUERDA:

Artículo 1º- Nómbrase como Ministro de Gobierno a:

- Mario Enrique Zamora Cordero, cédula de identidad 2 0449 0150, como Ministro de Gobernación, Policía y Seguridad Pública.

Artículo 2º- Rige a partir del diez de mayo de dos mil veintitrés.

Dado en San José a los diez días del mes de mayo de dos mil veintitrés.

RODRIGO CHAVES ROBLES.—1 vez.—O.C.N° 4600070966.—Solicitud N° MSP-002-2023.—(IN2023764971).

N° 255-P

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Con fundamento en las facultades que le confiere el artículo 139, inciso 1) de la Constitución Política.

ACUERDA:

Artículo 1º- Nómbrase como Viceministro de Gobierno a:

- Eric Lacayo Rojas, cédula de identidad 1 0791 0681, como Viceministro de Unidades Regulares, del Ministerio de Seguridad Pública.

Artículo 2º- Rige a partir del día diez de mayo de dos mil veintitrés.

Dado en San José a los diez días del mes de mayo de dos mil veintitrés.

RODRIGO CHAVES ROBLES.—1 vez.—O.C.N° 4600070966.—Solicitud N° MSP-003-2023.—(IN2023764980).

N° 256-P

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Con fundamento en las facultades que le confiere el artículo 139, inciso 1) de la Constitución Política.

ACUERDA:

Artículo 1º- Nómbrase como Viceministro de Gobierno a:

- Agustín Barquero Acosta, cédula de identidad 1 0482 0463, como Viceministro de Asuntos Administrativos, del Ministerio de Seguridad Pública.

Artículo 2º- Rige a partir del diez de mayo de dos mil veintitrés.

Dado en San José a los diez días del mes de mayo de dos mil veintitrés.

RODRIGO CHAVES ROBLES.—1 vez.—O.C.N° 4600070966.—Solicitud N° MSP-004-2023.—(IN2023764984).

CONSEJO DE GOBIERNO

SECRETARÍA DEL CONSEJO DE GOBIERNO

PR-SCG-CERT-00126-2023

CERTIFICA:

Que en el acta de la Sesión Ordinaria número cuarenta y cuatro del Consejo de Gobierno, celebrada el día ocho de marzo de dos mil veintitrés, se encuentra el artículo cinco, que en lo conducente dice:

ARTÍCULO CINCO: Nombramientos del Consejo de Gobierno. 5.1. Nombramiento del Procurador General de la República. Con fundamento en la Ley N° 6815 “Ley Orgánica de la Procuraduría General de la República”, 1. Nombrar al señor Iván Vinicio Vincenti Rojas, cédula de identidad 1 0695 0983, como Procurador General de la República. 2. Rige a partir del momento en que la Asamblea Legislativa brinde la ratificación respectiva y hasta el período legal correspondiente. 3. Enviar certificación de este acuerdo a la Asamblea Legislativa para que, de conformidad con el artículo 10 de la Ley N° 6815 “Ley Orgánica de la Procuraduría General de la República”, se proceda a la ratificación respectiva, conforme al procedimiento fijado en la mencionada Ley. 4. Comisionar al Presidente de la República, en su calidad de Presidente del Consejo de Gobierno, para que en el momento que sea notificada la ratificación por parte de la Asamblea Legislativa, proceda a juramentar al señor Iván Vinicio Vincenti Rojas, cédula de identidad 1 0695 0983, como Procurador General de la República. **ACUERDO: 1. Dejar sin efecto el artículo 4.1 del Acta N° 36 del 11 de enero del 2023, en el cual se propuso designar al señor Christian Manuel Arguedas Arguedas, cédula de identidad 1-0923-0965, como Procurador General de la República, en razón a la renuncia oficial presentada por el señor Arguedas Arguedas a la postulación como Procurador General de la República.** 2. Nombrar al señor Iván Vinicio Vincenti Rojas, cédula de identidad 1 0695 0983, como Procurador General de la República. 3. Rige a partir del momento en que la Asamblea Legislativa brinde la ratificación respectiva y hasta el período legal correspondiente. 4. Enviar certificación de este acuerdo a la Asamblea Legislativa para que, de conformidad con el artículo 10 de la Ley N° 6815 “Ley Orgánica de la Procuraduría General de la República”, se proceda a la ratificación respectiva, conforme al procedimiento fijado en la mencionada Ley. 5. Comisionar al Presidente de la República, en su calidad de Presidente del Consejo de

Gobierno, para que en el momento que sea notificada la ratificación por parte de la Asamblea Legislativa, proceda a juramentar al señor Iván Vinicio Vincenti Rojas, cédula de identidad 1 0695 0983, como Procurador General de la República. **ACUERDO FIRME POR UNANIMIDAD.** -----

Se extiende la presente a los veintisiete días del mes de abril del año dos mil veintitrés.

Yara Jiménez Fallas, Secretaria del Consejo de Gobierno.—Fred Montoya Rodríguez.—O.C.Nº 082202300010.—Solicitud Nº 428157.—(IN2023759097).

MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES Y CULTO

N° 033-2023-SE-RE

El Presidente de la República
y
El Ministro de Relaciones Exteriores y Culto

De conformidad con las atribuciones emanadas de la Constitución Política de la República de Costa Rica en su artículo 140, inciso 12) y artículo 146; el artículo 52, inciso a), del Estatuto al Servicio Exterior de la República, Ley No. 3530 y sus reformas; el artículo 2, inciso 13) y el artículo 14, del Reglamento al Estatuto del Servicio Exterior de la República, Decreto Ejecutivo No. 29428-RE y sus reformas.

Considerando:

I.- Que, el artículo 140, inciso 12) y el artículo 146 de la Constitución Política, establece como atribución del Poder Ejecutivo, dirigir las relaciones internacionales de la República, lo que incluye las relaciones comerciales y económicas.

II.- Que, el artículo 5, inciso e), de la Convención de Viena sobre Relaciones Consulares, aprobada mediante Ley N°3767, establece que dentro de las funciones de las oficinas consulares se encuentra fomentar el desarrollo de las relaciones comerciales y económicas, entre el Estado acreditante y el Estado receptor.

III.- Que, en virtud del marco jurídico supra indicado, actuando al amparo del artículo 52, inciso a), del Estatuto al Servicio Exterior de la República, Ley No. 3530 y sus reformas; y el artículo 2, inciso 13) y el artículo 14, del Reglamento al Estatuto del Servicio Exterior de la República, Decreto Ejecutivo No. 29428-RE y sus reformas, el Poder Ejecutivo, mediante acuerdo ejecutivo No. 103-2015-SE-RE, del 26 de octubre de 2015, otorgó la condición de agregado de inversión, a la señora Pilar Madrigal Zamora, cédula de identidad 1-0774-0004, Directora de Estrategia Internacional de la Coalición de Iniciativas de Desarrollo (CINDE), adscrita al Consulado General de la República de Costa Rica en la Ciudad de Nueva York, Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, a partir del 26 de octubre de 2015.

IV.- Que, el Poder Ejecutivo, en el marco de las competencias y atribuciones indicadas en los considerandos I y II del presente acuerdo, decidió reorientar algunos de los objetivos estratégicos de la política exterior en materia comercial y económica, respecto de la relación bilateral con Estados Unidos de América, cuya implementación, entre otros, implica suprimir la condición de agregado de inversión, de la señora Pilar Madrigal Zamora.

V.- Que la Administración fundamenta su actuar en razones objetivas y basa su proceder en los principios fundamentales del servicio público, consagrados en el artículo 4 de la Ley General de Administración Pública, Ley No. 6227 y sus reformas.

Por tanto,

Acuerdan:

Artículo 1º- Suprimir la condición de agregado de inversión, a la señora Pilar Madrigal Zamora, cédula de identidad 1-0774-0004, Directora de Estrategia Internacional de la Coalición de Iniciativas de Desarrollo (CINDE), adscrita al Consulado General de la República de Costa Rica en la Ciudad de Nueva York, Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, a partir del 01 de mayo de 2023.

Artículo 2º- Rige a partir del 01 de mayo de 2023.

Dado en la Presidencia de la República, el 27 de abril de 2023.

RODRIGO CHAVES ROBLES.—El Ministro de Relaciones Exteriores y Culto,
Dr. Arnoldo André Tinoco.—1 vez.—O.C.Nº 4600074346.—Solicitud Nº 02-2022-DJO.—
(IN2023765090).

REGLAMENTOS

MUNICIPALIDADES

MUNICIPALIDAD DE LIMÓN

Reglamento Autónomo de Funcionamiento y Organización del Comité Cantonal de Deportes y Recreación de Limón

Para su conocimiento y fines consiguientes; me permito transcribir el acuerdo tomado por el Honorable Concejo Municipal, en Sesión Extra ordinaria N° 90, celebrada el viernes 21 de abril del 2023, bajo Artículo IV , inciso b)) dice:

De acuerdo a lo establecido en los Artículos del 168 al 175 de la Constitución Política, Artículos 13, inciso c) 43 y 164 a 172, del Código Municipal aprueba el presente Reglamento Autónomo de Organización y Funcionamiento del Comité Cantonal de Deportes y Recreación del Cantón de Limón y los Comités Comunales de Deportes, y se regirán por las siguientes disposiciones:

REGLAMENTO AUTÓNOMO DE FUNCIONAMIENTO Y ORGANIZACIÓN DEL COMITÉ CANTONAL DE DEPORTES Y RECREACIÓN DE LIMÓN

TÍTULO 1

Del Comité Cantonal de Deportes y Recreación

CAPÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1°—De conformidad con el Código Municipal en su título séptimo título VII, de los Comités Cantonales de Deportes, en el Cantón de Limón, existirá un Comité Cantonal de Deportes y Recreación que estará adscrito a la Municipalidad de Limón y ostentará personalidad jurídica instrumental y competencias específicas para construir bajo estricta supervisión Municipal, administrar y mantener las instalaciones deportivas de su propiedad u otorgadas en administración, asimismo se organizará y funcionará de acuerdo a las normas contenidas en el presente Reglamento, el marco legal que le es de aplicación al mismo, y tendrá su domicilio en Limón de Limón.

Artículo 2°—El Comité Cantonal de Deportes y Recreación, en cumplimiento de sus fines y dentro del marco de sus competencias legalmente establecidas, podrá realizar individualmente, o en coordinación y bajo la supervisión del Concejo Municipal de Limón, entidad a la cual se encuentra adscrita y en ese sentido subordinada jerárquicamente, con el Ministerio de Cultura, Juventud y Deportes, con el Instituto Costarricense del Deporte y la Recreación, Asociaciones deportivas debidamente inscritas y con personería jurídica propia, Asociaciones de desarrollo comunal integrales y específicas debidamente inscritas y con personería jurídica propia o bien, a través de otros entes u órganos públicos competentes en la materia, la gestión y promoción del desarrollo de deportes y recreación a nivel cantonal. El Comité de conformidad con lo regulado en el Código Municipal podrá presupuestar y destinar recursos pecuniarios para la ejecución directa e indirecta según proceda conforme a derecho, de los programas y proyectos que gestione y promueva. Estos deberán ajustarse al plan anual operativo de ese comité y deberán ser aprobados por el Concejo Municipal de la Municipalidad de Limón.

Artículo 3°—Para la aplicación del presente Reglamento y la interpretación del mismo, los siguientes conceptos se entenderán como enseguida se indican:

- a) Cantón: Cantón de Limón.
- b) Municipalidad: Municipalidad de Limón.

- c) Concejo: Concejo Municipal de la Municipalidad de Limón.
- d) ICODER: Instituto Costarricense del Deporte y Recreación.
- e) Reglamento de Elección: Reglamento al Procedimiento de Elección de los Miembros del Comité de Deportes y Recreación del Cantón de Limón
- f) Comité Cantonal: Comité Cantonal de Deportes y Recreación de Limón
- g) Comité Comunal: Comité Comunal de Deportes y Recreación nombrado por el Comité Cantonal en cada uno de los distritos.
- h) Comisión: Conjunto de personas que atienden una actividad específica de una competencia deportiva en particular.
- i) Órgano: Cualquiera de las agrupaciones deportivas y/o administrativas que conforman la estructura del Comité Cantonal.
- j) Atleta: Persona que practica un deporte en calidad de aficionado y que se inscribe como tal.
- k) Entrenador: Persona con conocimiento técnico en determinado deporte, encargado de dirigir a un equipo o atleta en una competencia deportiva.
- l) Equipo: Conjunto de personas que practican o ejecutan una misma disciplina deportiva, avalado por el órgano superior competente.
- m) Árbitro: Persona capacitada con conocimientos técnicos reglamentarios suficientes para dirigir una confrontación deportiva determinada.
- n) Delegado: Representante de los órganos establecidos en el presente Reglamento y responsable directo de la función que originó su nombramiento.

Artículo 4°—El Comité Cantonal como ente encargado del deporte y la recreación en el Cantón de Limón, podrá realizar los planes que en esta materia dicte el Concejo Municipal y/o la Municipalidad, según sea el caso, o que la Municipalidad junto con el Instituto establezcan en materia de su competencia. Deberá brindar a estas entidades toda la colaboración posible, especialmente en el cuidado de las instalaciones deportivas, de conformidad con lo establecido en el en el Código Municipal. El Concejo Municipal le señalará las políticas sobre las cuales deberá trabajar el Comité Cantonal.

Corresponden al Comité Cantonal las siguientes atribuciones y obligaciones:

- a. Organizar, dirigir, vigilar, capacitar, promover y estimular la actividad deportiva en todos sus aspectos, promoviendo el deporte y la recreación como consecuencia de aquella; procurando el aprovechamiento libre de sus habitantes mediante una recreación saludable y se regirá por las disposiciones del presente Reglamento.
- b. Velar por el cuidado de las instalaciones que para el deporte y la recreación tiene la Municipalidad y el ICODER, u otra institución ya sean en propiedad o en administración cuando ello se le solicite, para lo cual hará las gestiones necesarias tendientes a la conservación de dichas instalaciones en el mejor estado posible.

c. Crear los reglamentos internos del Comité Cantonal para la organización y funcionamiento de sus dependencias, así como las reformas que se promulguen a estos posteriormente.

Todo reglamento interno que dicte el Comité Cantonal deberá ser sometido a consideración, análisis y aprobación del Concejo Municipal, ente que lo aprobará en forma definitiva con las modificaciones que considere convenientes.

Cuando lo anterior no se dé, se tendrán por no válidas las disposiciones reglamentarias que se hayan dictado.

d. Resolver los conflictos que pudieran presentarse con motivo de la aplicación o interpretación de sus mismos reglamentos y resoluciones.

e. Convocar al nombramiento de Comités Comunales y de las Comisiones de apoyo. (Notificar al Concejo)

f. Juramentar a las personas que nombre, acto previo a la toma de posesión de sus cargos. (Notificar al Concejo)

g. Suscribir todo tipo de contratos o convenios con diferentes organizaciones públicas y privadas para la consecución de sus fines.

h. Otorgar el permiso en primera instancia para la celebración de actividades en las instalaciones deportivas previa firma del contrato respectivo según lo establece la norma jurídica, siempre y cuando se rinda la garantía que respalde las condiciones originales en que recibe las instalaciones. (Notificar al con Concejo Municipal sobre ello).

i. Adjudicar con el aval del Departamento de Ingeniería de la Municipalidad y del Concejo Municipal, para la construcción y mejoras de obras de infraestructura para el deporte en el cantón, todo de conformidad con lo establecido en la Ley de Contratación Administrativa y su Reglamento.

j. Gestionar la consecución de recursos económicos, materiales y humanos para el financiamiento del Comité Comunal y de sus órganos adscritos.

k. Participar activamente en el desarrollo de los programas deportivos y recreativos a nivel cantonal y nacional.

l. Capacitar técnicamente a los colaboradores de los distritos del cantón para integrarlos en la realización deportiva comunal.

m. Divulgar e informar sobre el desarrollo de sus actividades.

n. Nombrar y sancionar en su actividad a los empleados del Comité Cantonal conforme a las leyes laborales vigentes. (Contar con la participación de Talento Humano de la Municipalidad). (Notificar al Concejo).

o. Elevar a la Galería del Deporte la designación de atleta, entrenador o dirigente distinguido del cantón, para su estímulo correspondiente. (Con el aval del Concejo Municipal).

p. Elaborará anualmente un programa de trabajo, el cual abarcará los proyectos, propósitos y acciones que el mismo desarrollará en el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre de cada año. Dicho programa de trabajo justificará el presupuesto anual del Comité Cantonal, y deberá ser presentado al Concejo Municipal para su conocimiento y aprobación en el transcurso de la primera semana del mes de julio de cada año.

q. Deberá remitir al Concejo Municipal a más tardar el 30 de enero de cada año siguiente al ejercicio (01 de enero al 31 de diciembre), un informe de las labores realizadas, así como un informe económico-contable de ingresos y egresos del periodo, así como la justificación de los mismos.

r. Coordinara con la Municipalidad, lo concerniente a sus inversiones y obras en el cantón. La Municipalidad deberá proporcionarles un local que será su sede y todas las facilidades para el cabal cumplimiento de sus fines. (Informar al Concejo Municipal).

s. Podrá realizar en el Cantón, los planes nacionales que para deporte y la recreación dicte el ICODER, para lo cual le brindará dicha dependencia toda la colaboración posible.

t. Objetar los nombres de personas que integran las comisiones nombradas por los Comités Comunales, cuando considere que éstas son nocivas para el desarrollo del deporte y la recreación. (Deberá realizar mediante un debido proceso donde demuestre con justificación y argumento lo solicitado).

Artículo 5°—El Comité Cantonal en el ejercicio de sus funciones y para el desempeño de las gestiones que deba efectuar, actuara de conformidad con las facultades y obligaciones que la ley y este Reglamento le señale. Los integrantes de la Junta Directiva desempeñaran sus funciones de conformidad con las disposiciones que dicten las normativas legales vigentes y serán responsables de cualquier actuación contraria a la misma, excepto en aquellos casos en donde de manera expresa y manifiesta haya salvado su voto y así conste en actas. Los miembros de la Junta Directiva y los integrantes de los comités que integran el Comité Cantonal y los empleados y funcionarios del mismo, en el desempeño de sus funciones deberán ajustar sus actuaciones a las normas y procedimientos que señala la ley y el Reglamento Autónomo de Servicios de la Municipalidad de Limón.

CAPÍTULO II De la Organización

Artículo 6°—El Comité Cantonal está constituido por la siguiente estructura:

- a. Una Junta Directiva.
- b. Comités Comunales de distrito.
- c. Las Comisiones que estime convenientes.

Artículo 7.—La Junta Directiva del Comité Cantonal, es la máxima autoridad de este organismo y es la encargada de su gobierno y dirección, estando integrada por siete miembros nombrados en de conformidad a lo exigido en el Código Municipal.

Estará conformada por un presidente, un vicepresidente, un secretario, un Tesorero y un Vocal, de nombramiento de la conformidad con la sección tercera de este capítulo y dos representantes juveniles.

Artículo 8.—Los miembros de la Junta Directiva durarán en sus cargos dos años, podrán ser reelectos, y no devengarán dietas ni remuneración alguna, ya que el cargo es ad honorem. Recibirán esos sí el reconocimiento de gastos de viaje, y de representación, debidamente presupuestados en la partida correspondiente y obedeciendo a las respectivas directrices, protocolos y normativa dictada por la Contraloría General de la República para estos efectos.

Artículo 9. —El Comité Cantonal vigilara que su actuar se ajuste al Plan Operativo Anual, que haya aprobado el Concejo Municipal, según recomendación de la Junta y establecerá los controles que correspondan para sus Comités y afiliados para que cumplan con el mismo. La Comisión de Deportes del Concejo Municipal se encargara velar por el cumplimiento del Plan Anual Operativo e informara lo que corresponda el Concejo Municipal, para ello el Comité deberá coordinar y suministrar la información que le requiera dicha comisión especial del Concejo Municipal, fungirá como un órgano de control y enlace con el Concejo Municipal.

Artículo 10. —No podrán formar parte de la Junta Directiva del Comité Cantonal los regidores y síndicos, el alcalde, los alcaldes suplentes, el auditor (a) el tesorero (a), el contador (a), sus cónyuges o parientes en línea directa o colateral hasta el tercer grado de consanguinidad inclusive.

CAPÍTULO III **De la Junta Directiva**

Artículo 11. —La Junta Directiva del Comité Cantonal, es la máxima autoridad de la Institución y es la encargada de su gobierno, administración y dirección. Cada año la Junta Directiva, elaborara, aprobara y enviara al Concejo Municipal para su respectiva aprobación el Plan Operativo Anual y su respectivo presupuesto anual. Para lograr que estos documentos sean los óptimos el Comité Cantonal, deberá realizar un planeamiento estratégico que posibilite desarrollar integralmente el deporte y la recreación en el cantón. Este Plan Operativo Anual deberá ser consultado a los concejos de distrito y los Comités Comunales del Cantón de Limón, para que en un plazo perentorio de quince días naturales emitan sus observaciones. Este plan operativo deberá ajustarse al Programa de Gobierno del Alcalde.

Artículo 12. —La Junta Directiva está integrada por siete miembros que deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Ser residentes en el cantón.
- b) Ser de comprobada buena conducta y reputación.
- c) Saber leer y escribir.
- d) Ser o haber sido deportista o demostrar conocimiento en el campo de la recreación.
- e) Estar dispuesto a desempeñar el cargo con sentido de responsabilidad y honestidad.
- f) No encontrarse en las causales de impedimento.

- g) No encontrarse inhabilitado para el ejercicio de cargos públicos, mediante sentencia firme.
- h) Estar dispuesto a cumplir con las normas éticas del comité cantonal de deportes y recreación de Limón.

De los siete integrantes dos serán de nombramiento directo del Concejo Municipal; que serán escogidos mediante el procedimiento que el Concejo Municipal establezca para ese fin, dos miembros escogidos por una Asamblea General de representantes de las organizaciones deportivas y recreativas del cantón y sus distritos debidamente inscritas y con personería jurídica propia, según el procedimiento que este mismo Reglamento dispone, el quinto integrante lo elegirán las organizaciones comunales del Comité para la Persona Joven de Limón, todos los nombramientos deben ser llevado a cabo en concordancia con lo regulado en el Código Municipal. Dentro de estos siete integrantes se debe respetar el principio de paridad de género y/o personas protegidas por la Ley 7600, con el fin de dar cabal cumplimiento a la equidad de género y a la integración de todos los sectores a las organizaciones del Cantón.

Artículo 13. —Son funciones de la Junta Directiva las siguientes:

- a)** Ejecutar las políticas que en materia de deporte y recreación hayan sido aprobadas en el Plan Operativo Anual por el Concejo Municipal.
- b)** Elaborar y aprobar el Plan Operativo Anual-Presupuesto y someterlo a estudio y aprobación del Concejo Municipal en el mes de julio de cada año. El Comité Cantonal, de previo a elaborar el Plan Operativo Anual, establecerá un procedimiento para obtener información de los comités comunales adscritos al Comité Cantonal, para determinar directamente las bases, las necesidades que cada distrito tiene en materia de deporte y recreación y procurará incluir en el Plan, la ejecución de las necesidades anunciadas por los distritos. La elaboración de dicho plan anual operativo deberá necesariamente ser coordinado con la Alcaldía Municipal, quien elaborará el plan quinquenal del municipio, a través de la realización de Foros Distritales que permitan realizar un adecuado y participativo inventario de necesidades comunales priorizadas. Con el fin de coordinar presupuestos y acciones, la Junta Directiva del Comité Cantonal deberá incorporar a dichos Foros Distritales, a las organizaciones deportivas, recreativas y comunales organizadas de los Distritos a fin de no repetir acciones y que las aspiraciones de todas las organizaciones se consignen en el Inventario de Necesidades Comunales debidamente priorizadas.
- c)** Sesionar en forma ordinaria o extraordinaria, conforme lo indica este Reglamento.
- d)** Juramentar a las personas que el mismo comité nombre, para integrar alguno de sus comités como acto previo a la toma de posesión de los cargos. (Notificar al Concejo Municipal).
- e)** Gestionar ante el Concejo Municipal, con su respectiva recomendación, la aprobación de los cánones para derechos de alquiler de las instalaciones deportivas y recreativas bajo su administración.
- f)** Gestionar ante el Concejo Municipal en un plazo de 30 días hábiles el otorgamiento de permisos, con su respectiva recomendación, para la celebración de festejos o turnos en las instalaciones deportivas previa firma del contrato respectivo, siempre y cuando se rinda la garantía que respalde las condiciones originales en que reciben las instalaciones. En aquellas instalaciones en donde se hayan invertido fondos para su remodelación y/o acondicionamiento, no será posible la realización de estos eventos. (Deben presentar al Concejo Municipal los convenios y deberá presentar un informe pos la actividad en un periodo máximo de 30 días naturales al Concejo Municipal).
- g)** Gestionar e informar al Concejo Municipal, la consecución de recursos económicos, materiales y humanos para el desarrollo de sus programas.

h) Procurar la capacitación técnica de los promotores deportivos y recreativos de los distritos del cantón para integrarlos en la organización deportiva cantonal.

i) Divulgar e informar sobre el desarrollo de sus actividades.

j) Nombrar los miembros de las Juntas Administradoras de instalaciones deportivas. (Notificar al Concejo).

k) Vigilar que los diversos procedimientos utilizados por el Comité en el desempeño de sus labores generales, sea apegado a las disposiciones legales y reglamentarias y con estricto apego a la sana administración de fondos públicos.

l) Entregar semestralmente al Concejo Municipal un informe económico y de labores.

m) Rendir cuentas de su administración una vez al año al Concejo Municipal, a la Alcaldía, a los concejos de distrito, comités comunales y juntas administradoras; así como los vecinos del cantón.

Artículo 14. —Es prohibido a los miembros de la Junta Directiva lo siguiente:

a) Celebrar contratos y/o convenios por servicios profesionales con asuntos relacionados con el tema aquí reglamentado con el Comité, comités comunales, municipios, y cualquier entidad pública y/o privada.

b) Intervenir en la discusión y votación de los asuntos en que tengan interés directo, su cónyuge o alguno de sus parientes dentro del tercer grado de consanguinidad o segundo grado de afinidad.

c) Contratar, invertir en la preparación física y promover atletas que no pertenezcan a la jurisdicción del cantón de Limón, en las actividades deportivas nacionales e internacionales.

d) Pagar servicios telefónicos, de cómputo y/o cualquier otro servicio personal.

Lo anterior será considerado una falta de ética profesional con el deporte y la recreación del Cantón de Limón y constituirá causal de remoción inmediata, del directivo que lo propicie.

Artículo 15. —Los miembros de la Junta Directiva, durarán en sus cargos dos años, podrán ser reelectos por un solo período adicional consecutivo y no devengarán dietas ni remuneración alguna, por su servicio voluntario a favor del desarrollo del deporte y la recreación.

Artículo 16. —Los miembros de la Junta Directiva podrán ser destituidos de su cargo, por cualquiera de las siguientes causas:

a) Por ausencia injustificada a tres sesiones consecutivas o a seis alternas, contadas en períodos anuales de enero a diciembre de cada año cumpliendo el debido proceso, con ocasión a lo regulado en la Ley General de la Administración Pública.

b) Por violación evidente a las leyes y reglamentos que rigen la materia o por transgresiones a las normas éticas y morales que deben regir el comportamiento de los dirigentes del deporte y la recreación.

c) Por inhabilitación judicial.

d) Por el incumplimiento comprobado de los deberes y obligaciones de las funciones que la ley y este Reglamento, imponen a los integrantes de la Junta Directiva. Esta causal puede ser invocada por la Junta Directiva, contra uno o varios de sus integrantes, o por uno de sus integrantes o por un habitante del cantón, ante el Concejo Municipal, con la respectiva prueba, el que previa audiencia al o los afectados, resolverá lo que corresponda.

e) El uso inadecuado de bienes, equipo y mobiliario asignado a su cargo; así como la Exoneración de cánones a equipos y/o personas, sin conocimiento previo por escrito de la Junta Directiva o la Administración, debidamente fundamentado.

f) Realizar nombramientos inconsultos con la Dirección de Recursos Humanos de la Municipalidad de Limón y violentado el Manual Descriptivo de Clasificación y Valoración de Puestos.

Artículo 17.—Cuando un miembro del Comité Cantonal incurra en cualquiera de las causales indicadas en el artículo anterior, la Junta Directiva deberá comunicarlo por escrito al Concejo Municipal, remitiendo las pruebas documentales idóneas certificadas por un notario público, donde se acredite que el miembro a sustituir efectivamente incurrió en las causales que señala el artículo anterior. El Concejo una vez que ha recibido la comunicación, procederá a nombrar un Órgano Director del Procedimiento, el que previa audiencia al directivo y evacuación de la prueba, conforme establece el ordenamiento jurídico positivo, numerales 308 y siguientes en la Ley General de la Administración Pública, remitirá una relación de hechos al Concejo Municipal, para que éste emita el dictamen final. Si el Concejo ordena la destitución del directivo, procederá a reponer el miembro separado del cargo, según sea el sector al que representaba el destituido en el Comité Cantonal.

CAPÍTULO IV **De las funciones**

Artículo 18. — En caso de que falte el Presidente y Vicepresidente, preside el directivo de mayor edad. Corresponde a la Presidencia de la Junta Directiva, junto a las otras atribuciones que le confiere la ley y este Reglamento, las que se detallan a continuación:

a) Abrir, presidir, suspender y cerrar las sesiones de la Junta Directiva, una vez que se ha agotado el orden del día.

b) Firmar junto con el secretario, las actas de las sesiones de la Junta Directiva.

c) Preparar el orden del día de las sesiones, ordinarias y extraordinarias.

d) Velar por el cumplimiento de las obligaciones y objetivos del Comité.

e) Suscribir los contratos o convenios que celebre el Comité; previa aprobación y autorización del Concejo Municipal.

f) Integrar las comisiones que se crean para asuntos de su naturaleza.

g) Vigilar que las comisiones cumplan con sus objetivos, en los plazos dispuestos y asistir a las reuniones de éstas, cuando lo considere oportuno, con voz, pero sin voto, salvo que sea parte integrante de la Comisión.

h) Vigilar que los demás miembros cumplan con sus funciones, en la forma dispuesta en la Ley y los reglamentos, e informar sobre sus observaciones, para que se adopten las decisiones oportunas.

i) Evaluar junto con cualquier otro integrante de la Junta Directiva, la ejecución y cumplimiento de los objetivos del área deportiva y recreativa del Comité e informar a la Junta Directiva, para que se adopten las decisiones que sean convenientes para la buena marcha del Comité.

j) Convocar al menos dos veces al año a los Presidentes de Comités Comunales.

k) Las nóminas de pago se firmaran en conjunto del presidente, vicepresidente y tesorero, firmando presidente con tesorero y en caso de ausencia del presidente firmara el vicepresidente y tesorero, y en caso de ausencia del tesorero se autorizada mediante acuerdo de junta se le autorice a firmar al presidente y vicepresidente.

Artículo 19. —Son funciones del Vicepresidente de la Junta Directiva, las que se detallan enseguida:

a) Sustituir al Presidente en ausencia de éste con los mismos deberes y obligaciones.

b) Vigilar las actuaciones de los directores, funcionarios y empleados integrantes del comité bajo su responsabilidad inmediata.

c) Tramitar las denuncias y levantar las informaciones que se le encomiendan.

d) Cualquier otra atinente al cargo.

Artículo 20. —Son funciones del Secretario (a) de la Junta Directiva, las que se detallan enseguida

a) Supervisar la elaboración de las actas, acuerdos y correspondencia de Junta Directiva.

b) Firmar conjuntamente con el presidente las actas de las sesiones.

c) Redactar y firmar la correspondencia y demás comunicaciones según los acuerdos tomados por el Comité, salvo que el acuerdo indique que debe ir también la firma del presidente.

d) Informar a la Junta Directiva de la correspondencia recibida y enviada y tramitar lo que corresponda con relación a ella.

e) Firmar conjuntamente con el presidente los carnés extendidos a los representantes de los Comités adscritos al Comité; de las Juntas Administradoras; de los entrenadores, delegados, y a los atletas según acuerdo que regule la emisión de dichas identificaciones.

f) Expedir junto con el presidente las certificaciones que se le soliciten sobre aspectos de competencia del Comité.

g) Convocar a la Asamblea General cuando corresponda y según el procedimiento establecido.

Artículo 21. —Son funciones del Tesorero las que se anuncian a continuación:

a) Custodiar y responder por los dineros del Comité Cantonal.

b) Fiscalizar y recaudar los ingresos económicos, ordinarios y extraordinarios que ingresen a la cuenta corriente.

c) Vigilar que la Contabilidad esté correcta y al día.

d) Controlar las cuotas, participaciones, donaciones y demás tipo de Ingreso que entren a los fondos del Comité Cantonal y extender el respectivo recibo en tal caso.

- e) Firmar conjuntamente con el Presidente, los cheques contra las cuentas del Comité Cantonal.
- f) Hacer recomendaciones a la Junta directiva para que el presupuesto se emplee de la mejor manera posible.
- g) Elaborar anualmente en conjunto con el Presidente, el informe económico sobre los ingresos y egresos del Comité Cantonal, así como el proyecto de presupuesto anual siguiente, para presentarlos al Concejo Municipal para su aprobación.
- h) Llevar los controles correspondientes en la Caja Chica autorizada por el Comité Cantonal.
- i) Presentar anualmente al Concejo Municipal el informe económico sobre los ingresos y egresos del Comité Cantonal. El no cumplimiento de esta disposición faculta al Concejo Municipal a no girar recursos económicos al Comité Cantonal, hasta tanto se dé por satisfecho el informe referido.
- j) Coordinar los auditorajes respectivos aplicados a todos los órganos adscritos al Comité Cantonal.

Artículo 22. —Son funciones del vocal, las que se detallan a continuación:

- a) Sustituir al tesorero y al secretario en ausencia del titular, con los mismos deberes y atribuciones.
- b) Estudiar y proponer modificaciones que tiendan a mejorar la eficiencia de la organización administrativa del Comité.
- c) Sugerir y ejecutar en caso de aprobación, las medidas de coordinación con las distintas instancias del Comité y de éste con otros organismos.
- d) Tramitar los asuntos que para su estudio o ejecución se le encomiendan.

Artículo 23. — El fiscal será nombrado directamente por el Concejo Municipal. Es un órgano de control con voz pero sin voto dentro de la Junta Directiva. Son funciones del Fiscal, las que se detallan a continuación;

- a) Denunciar ante la Junta Directiva, Concejo Municipal y la Auditoría Interna cualquier situación anómala, ilegal, y contrarias al ordenamiento jurídico que deba de acatar el Comité Cantonal de Deportes y Recreación de Limón.
- b) Presentar un informe trimestral con ocasión labores y movimientos económicos relacionados a la administración del Comité Cantonal de Deportes, así como de los bienes que tenga en administración por delegación o convenio.
- c) El fiscal tendrá acceso a toda la información contable y operativa relacionada con la administración del Comité Cantonal de Deportes, así como de los bienes que tenga en administración por delegación o convenio y deberá informar al Concejo Municipal lo que a su cargo considere pertinente.

CAPÍTULO V

De las sesiones de la Junta Directiva Comité Cantonal

Artículo 24. —El Comité Cantonal, sesionará en forma ordinaria cuatro veces al mes, en día, fecha y hora que fijará en forma permanente, mediante acuerdo, el mismo Comité en su sesión inaugural y en forma extraordinaria, cuando lo convoque el mismo Comité, el presidente o tres de sus miembros. La convocatoria a sesión extraordinaria se debe hacer personalmente o al medio que cada miembro fije, con por lo menos veinticuatro horas de anticipación. En dicha convocatoria se debe señalar el orden del día de la sesión. En las sesiones ordinarias el orden del día será el siguiente: a) Lectura y aprobación del acta; b) audiencias; c) informes de Presidencia, Tesorería d) mociones de los directivos. En las sesiones extraordinarias sólo se conocerá lo incluido en la convocatoria o bien aquellos asuntos que, por unanimidad de los miembros presentes, se decida incluir en la agenda. Los demás Comités adscritos sesionarán conforme con lo que se establece en este Reglamento.

Artículo 25. —La Junta Directiva, en su primera sesión, escogerá de entre sus integrantes al presidente, el vicepresidente, el secretario (a), al tesorero (a) y al vocal, quienes desempeñarán dichos cargos por períodos de un año, pudiendo ser reelectos; mediante votación secreta.

Artículo 26. —Las sesiones, para que sean válidas, deberán iniciarse a más tardar quince minutos después de la hora señalada en el acuerdo que las fija o en su caso en la convocatoria. En caso de falta de quórum, se hará constar la asistencia de los presentes para los efectos de este Reglamento. Ninguna sesión podrá extenderse por más de tres horas ni pasar de las nueve y treinta de la noche.

Artículo 27. —El quórum para sesionar se conformará con cuatro de los miembros de la Junta Directiva. Los acuerdos se tomarán por mayoría simple de los votos presentes, salvo si el reglamento u otra norma conexas señala un número mayor de votos. En caso de empate en una votación, el asunto se votará de nuevo en forma inmediata y si persiste se tomará con doble voto del presidente del comité.

Artículo 28. —Para resolver los asuntos en discusión en la Junta Directiva, se tendrán tres tipos de votación:

a) Ordinaria: Es aquella por medio de la cual los integrantes, una vez agotada la discusión de un asunto, expresan su voluntad levantando la mano.

b) Nominal: Es aquella, que una vez solicitada por un integrante y agotada la lista de oradores que estuviere pendiente en ese momento, se expresa verbalmente por cada uno de los votantes, quienes en esa oportunidad podrán expresar la justificación de su voto, la que debe constar en el acta.

c) Secreta: Es aquella que una vez agotada la lista de oradores, se emite mediante una boleta de votación y para aquellos casos en que este Reglamento dispone ese tipo de votación. Los votos de los miembros deben ser en forma positiva, o negativa al asunto en discusión, sin permitirse la abstención o anotando el nombre de la persona en el caso de una elección.

Artículo 29. —El presidente es el encargado de conceder la palabra, siguiendo el orden en que ésta se le solicite y por un plazo de cinco minutos en la primera ocasión y dos minutos en las dos siguientes, por cada asunto que se conozca en la sesión. Si durante la discusión de un asunto, se presenta una moción de orden, entonces el presidente, una vez que el orador de turno ha terminado, le dará trámite y le concederá la palabra al proponente y un opositor y luego de ello la someterá a votación. Cuando un miembro del Comité esté en el uso de la palabra no puede ser interrumpido, salvo que el mismo lo permita y dentro de su tiempo de uso de la palabra. Queda prohibido en las discusiones apartarse del tema que se trata, lo que vigilará el presidente, llamando la atención al trasgresor y de persistir le retirará la palabra.

Artículo 30. —Cuando un integrante de la Junta Directiva no asista a una sesión, debe de comunicar a la presidencia o vicepresidencia de la Junta, la justificación de su inasistencia. Para hacerlo por escrito contará con un plazo máximo de veinticuatro horas.

Artículo 31. —Corresponde a la Junta Directiva conocer, analizar, aprobar o rechazar los proyectos y planes que sobre el deporte y la recreación presenten sus integrantes y resolver los conflictos relacionados con el funcionamiento del Comité. Los miembros pueden acoger mociones de particulares que se relacionen con el deporte y la recreación, para que sean conocidas por la Junta Directiva del Comité.

Artículo 32. — Las mociones, se deben presentar al inicio de la sesión, ante la secretaria y serán conocidas en el capítulo correspondiente.

Artículo 33. — Las mociones de orden se pueden usar sólo para lo siguiente:

- a) Alterar el orden del día.
- b) Dispensar algún trámite en determinado asunto.
- c) Dar por agotada la discusión de un determinado asunto que se esté conociendo.
- d) Posponer el conocimiento de un asunto o pasarlo a conocimiento de una comisión.

Artículo 34. — El libro de actas deberá especificar el tipo de acuerdo que se tomó en cada tema; así como consignar la cantidad de votos que tuvo y quiénes votaron positivo y quienes negativo; así como sí fue declarado en firme, por mayoría calificada de votos presentes. Sí el acuerdo no fue declarado firme, quedará bajo esa condición con la inmediata aprobación del acta correspondiente, en la siguiente sesión. El libro de actas será debidamente legalizado por la Auditoría Municipal.

Las actas de la Junta Directiva del Comité, se encontrarán a disposición de los directivos, por la secretaria de Junta Directiva, por lo menos con veinticuatro horas de anticipación a la junta directiva, para cuyo efecto los directivos deberán señalar un correo electrónico. Lo anterior para efectos de modificaciones y aclaraciones.

Artículo 35. — Los acuerdos tomados por la Junta Directiva tendrán los recursos de revocatoria y apelación.

- a) El recurso de revocatoria, se presenta ante el mismo funcionario o dependencia que emitió el acuerdo.
- b) El recurso de apelación, se presenta ante el superior jerárquico del funcionario o dependencia que emitió el acuerdo.

CAPÍTULO VI

De las sesiones de los Comités Comunales y Juntas Administradoras

Artículo 36.—Todos los Comités Comunales y Juntas Administradoras del Comité Cantonal, llevarán un libro de actas, en donde harán constar en forma clara y sucinta, los acuerdos que se adopten en cada sesión y las incidencias que uno o varios directores soliciten que se haga constar en el acta. Estos libros de actas serán autorizados por la Auditoría Municipal. En todos los casos, las hojas de los libros deben ser selladas y foliadas por la oficina autorizante. Las actas una vez, aprobadas por el Comité y/o Junta y serán firmadas por el presidente y el secretario.

Artículo 37. — Una vez, concluida la sesión correspondiente, el secretario (a) del Comité y/o Junta preparará un proyecto de acta, que deberá entregar a los miembros de la Junta y/o Comité, por lo menos con veinticuatro horas de anticipación, a la sesión en que serán discutidas y aprobadas.

CAPÍTULO VII
De las Comisiones

Artículo 38. — El Comité Cantonal, los Comités Comunales y las Juntas Administradoras, podrán autorizar, mediante acuerdo, el funcionamiento de todas las comisiones de trabajo, que sean necesarias para la consecución de sus objetivos, las que estarán integradas como mínimo por dos personas, directivos o extraños. Estas comisiones pueden ser permanentes o temporales, según la necesidad. La Comisión fenece con el cumplimiento de su objetivo, para cuyo efecto siempre tendrá un plazo.

CAPÍTULO VIII
DE LA ORGANIZACIÓN Y FUNCIONAMIENTO
DEL COMITÉ CANTONAL DE DEPORTES Y RECREACIÓN
DE LIMON

Artículo 39. — El superior jerárquico de la administración es la Junta Directiva del Comité Cantonal. El puesto de Director Administrativo, será nombrado bajo las reglas de la idoneidad comprobada, para ello, deberá incluirse dicho puesto en el manual descriptivo de puestos del propio Comité avalado por la Talento Humano de la Municipalidad del Limón, el cual tiene la obligación de contar con uno que detalle las funciones y requisitos de cada uno de los miembros del personal del Comité o en su defecto usar supletoriamente el de la Municipalidad, para las plazas de similar nomenclatura de puestos y funciones. Dicho puesto deberá ser llenado bajo las reglas de concurso reguladas en el Código Municipal.

Artículo 40. — Si no se contara con un Director Ejecutivo o Administrador, corresponde a la Junta Directiva entre otras funciones la planificación, control, supervisión y dirección, a la vez desarrollará labores administrativas relacionadas directamente con las labores propias del Comité. Entre otras las siguientes:

- a) Ejecutar las políticas, objetivos y acuerdos que emanen de la Junta Directiva, apegadas al plan operativo anual, al presupuesto institucional y las directrices emanadas por el Concejo Municipal.
- b) Planificar, controlar, dirigir y supervisar las labores técnicas, profesionales y administrativas propias del Comité.
- c) Planificar, dirigir y controlar directamente la ejecución de los programas que el Comité desarrolla, en sus diferentes áreas.
- d) Evaluar, diagnosticar y recomendar la organización, planeamiento y desarrollo de nuevos proyectos de ejecución en la esfera de acción del Comité Cantonal, dirigidos a la población del Cantón de Limón.
- e) Evaluar y supervisar directamente o por medio del personal que designe, la concepción y ejecución de los programas y planes de trabajo de los técnicos en deporte y recreación responsables de la conducción de las diferentes actividades del Comité.
- f) Preparar y presentar los informes técnicos que ilustran los avances de la gestión en las distintas áreas de acción.
- g) Planificar, ejecutar, integrar y evaluar programas y actividades de carácter complejo.
- h) Evaluar periódicamente el impacto de los proyectos y programas e informar y recomendar para que se incorpore de manera estratégica las reformas y ajustes necesarios para su óptimo aprovechamiento.

- i) Preparar el Plan Anual Operativo y el Presupuesto.
- j) Asistir a reuniones, seminarios, juntas y otras actividades dentro o fuera de la institución con la finalidad de actualizar conocimientos sobre las políticas administrativas, legales y de supervisión, recibir adiestramiento y/o prestar su colaboración en asuntos de su especialidad.
- k) Velar porque los objetivos, actividades y metas de cada programa se cumplan de acuerdo a los cronogramas y planes de trabajo establecidos, proponiendo y dirigiendo las acciones y ajustes que canalicen correctamente los recursos disponibles.
- m) Velar porque los servicios sustantivos y de apoyo se efectúen con la mayor eficiencia y eficacia, de modo que se eviten pérdidas económicas originadas por atrasos, tardanzas o deficiencias de los procedimientos.
- n) Evaluar periódicamente la calidad de los resultados en la comunicación de políticas, planes y programas técnicos y administrativos y recomendar los cambios o ajustes necesarios para el logro de objetivos.

Artículo 41. — Si no existiesen promotores deportivos y recreativos (en caso de que el Comité cuente con los mismos, serán responsabilidades de ellos), entre otras las siguientes:

- a) Planificar, dirigir, controlar, coordinar y supervisar las actividades de los servicios bajo su dependencia que seguidamente se relacionan:

Servicio de promoción y formación deportiva

- a.1) Fomentar el conocimiento y el hábito de la práctica de la actividad deportiva de ocio, recreación o salud entre toda la población.
- a.2) Promover escuelas y competiciones deportivas entre escolares, universitarios, tercera edad, discapacitados y en toda la sociedad en general, tanto en el ámbito público como privado.
- a.3) Velar por la calidad de los servicios públicos y privados estableciendo medidas de reconocimiento y calificación en las actividades deportivas.
- a.4) Organizar campañas de actividades deportivas tendientes a difundir el conocimiento del deporte en colaboración con las entidades implicadas con dicha materia.
- a.5) Investigación, formación y divulgación de las ciencias de la actividad física y el deporte.
- a.6) Formación y acreditación de técnicos deportivos conducentes a la obtención de titulaciones académicas oficiales.
- a.7) Trasladar los expedientes de ayudas y subvenciones de las materias relacionadas con sus funciones y concretamente con campañas, formación y juegos deportivos al Director Deportivo Cantonal, con su respectiva recomendación.
- a.8) Elaborar propuestas económicas, informes, normativas y circulares sobre materias de su ámbito funcional.

Servicio de Infraestructura y Equipamiento Deportivo

- b.1) Supervisar la actual red de infraestructuras presente en la comunidad y planificar y programar la que deba desarrollarse en el futuro, de acuerdo con un Plan Director de Instalaciones Deportivas.

b.2) Elaborar conjuntamente con la Alcaldía Municipal, un Plan Director de Instalaciones Deportivas, que constará de un censo de instalaciones actualizado permanentemente y una normativa básica de mantenimiento y construcción de instalaciones deportivas.

b.3) Desarrollar medidas de reconocimiento y calificación de la calidad en las instalaciones deportivas, así como los modelos de informes para la construcción y/o apertura de instalaciones de carácter deportivo:

b.4) Promover Planes de Construcción de Instalaciones Deportivas en colaboración con el Concejo Municipal; los cuales deberán ajustarse al Plan Director de Instalaciones Deportivas, teniendo en cuenta que especialmente el nivel de actividad deportiva de cada distrito y el equilibrio territorial.

b.5) Dirigir y coordinar la construcción y mantenimiento de las instalaciones deportivas apropiadas de la comunidad garantizando su calidad y buen uso.

b.6) Promover la investigación en materia de instalaciones deportivas y diseñar los derechos y obligaciones de los usuarios de las instalaciones y servicios deportivos, en coordinación con las organizaciones correspondientes.

Asimismo, ejercerán la dirección funcional de las unidades territoriales competentes en deporte y coordinarán con el Director Deportivo Cantonal en lo pertinente.

CAPÍTULO IX De las Finanzas

Artículo 42. — Para los efectos financieros, contables y de control interno, el año fiscal se inicia en enero y finaliza el treinta y uno de diciembre de cada año.

Artículo 43. — El presupuesto ordinario del Comité Cantonal y sus comités comunales y juntas administradoras, debe reflejar estrictamente los planes propuestos y programas que se ejecutarán en el período anual al que corresponde el presupuesto. Los gastos presupuestarios no pueden exceder los ingresos probables, incluyendo una descripción clara y concisa de lo que se persigue hacer durante el año.

Artículo 44. — El Comité Cantonal deberá presentar para la aprobación del Concejo Municipal, tanto el presupuesto ordinario como los extraordinarios, los que deberán sujetarse a las disposiciones que en tal sentido dicte la Contraloría General de la República y deberán elaborarse en forma acorde con los programas incluidos en el plan de trabajo anual.

Artículo 45. — Los ingresos del Comité Cantonal se invertirán de la siguiente forma:

a) En primer término se asignará los montos correspondientes a salarios, cargas sociales y aumentos salariales, siendo que este rubro no podrá superar el veinte por ciento del presupuesto del período, si los hubiere.

b) El remanente se distribuirá de la siguiente forma: i) treinta por ciento en el mantenimiento correctivo y preventivo de las instalaciones deportivas y recreativas del Cantón; ii) el treinta por ciento en obras deportivas y recreativas nuevas en el Cantón y iii) el quince por ciento en la preparación académica, deportiva, técnica y recreativa de los atletas. Los recursos que se destinen para la promoción y capacitación del deporte; no podrán exceder de un 15% destinado al proyecto Juegos Nacionales. La Junta Directiva distribuirá de la manera más racional posible el presupuesto del Comité.

Artículo 46. — Los miembros de la Junta Directiva y todos los funcionarios del Comité Cantonal si los hubieren, y sus diferentes comités adscritos, encargados de recibir, custodiar dineros o bienes materiales, propiedad del Comité o de pagar servicios, bienes materiales o valores con recursos del Comité, serán responsables individualmente del buen manejo y correcta disposición de dichos bienes materiales y dinerarios y en caso de pérdida o mal manejo de ellos serán responsables civil

y/o penalmente de la pérdida o daño ocasionado por su actuar culposo o doloso y el responsable deberá pagar de su propio peculio los bienes o valores perdidos o dañados. De la misma forma el funcionario o empleado que permita, el empleo indebido o el pago ilegal, de bienes y servicios, incurrirá en responsabilidad al igual que la persona que permita a otra manejar o usar los bienes del Comité en forma indebida. En tales casos se destituirá al responsable sin responsabilidad patronal y se elevará la causa al poder judicial, según corresponda, para determinar la responsabilidad del caso

Artículo 47. — El Comité Cantonal y los Comités y Juntas Administradoras adscritos, cuando de construir, remodelar o de cualquier otra forma deba de invertir en obras de infraestructura deportiva y recreacional, sólo lo podrá hacer en obras que estén asentadas en terrenos y propiedades de la Municipalidad de Limón y previa autorización y presentación del respectivo proyecto ante el Concejo Municipal. En todo caso dichas obras nuevas necesariamente deberán coordinarse con la Alcaldía Municipal.

CAPÍTULO X

De los Comités Comunales de Deportes y Recreación

Artículo 48. — En toda comunidad que se organice de conformidad con los lineamientos legales existentes y las directrices que dicte la Junta del Comité Cantonal, podrá existir un Comité Comunal, los que serán entidades menores adscritas al Comité Cantonal, sin personería jurídica propia y con competencias específicas para coadyuvar con el Comité en las obras de construcción, administración y mantenimiento de las instalaciones deportivas propiedad del Comité, de la Municipalidad o del Estado, que estén bajo la administración del Comité o que hayan sido concedidas en administración al Comité Comunal. El Comité Comunal, organizará, atenderá y vigilará la actividad deportiva y libre para lograr una vida saludable y plena. El Comité Comunal se organizará y funcionará de acuerdo con las normas contenidas en el presente Reglamento y el marco legal vigente. Los comités comunales son entidades menores que en el desarrollo de sus labores, presupuestarios vigentes, en los demás tienen libre iniciativa y pueden actuar en beneficio de la comunidad, en el desarrollo de actividades deportivas y recreacionales siendo su único límite la ley y este reglamento y en el caso de que se ocupe alguna autorización del Comité cantonal, esta constituirá también un límite. La Junta Directiva del Comité Cantonal mediante acuerdo y previa negociación con el Comité Comunal, determinará los límites territoriales donde operará cada Comité Comunal. La Junta Directiva de cada Comité Comunal, durará en vigencia un período de dos años y su nombramiento se llevará a cabo en los tres primeros meses del año, según lo disponga el Comité Cantonal.

Artículo 49. — La Junta Directiva de los comités comunales estarán integrados por cinco miembros que deberán cumplir los siguientes requisitos:

- a) Tener afición y alto espíritu por el deporte.
- b) Ser mayores de 18 años.
- c) Estar dispuestos a desempeñar el cargo con sentido de responsabilidad.
- d) Ser residente de la jurisdicción que abarca el Comité Comunal.
- e) No desempeñar ningún puesto de los enumerados en el Artículo 11, de este Reglamento.
- f) No encontrarse inhabilitado para el ejercicio de cargos públicos mediante sentencia firme.

Artículo 50. — Las personas que integran la Junta Directiva de un Comité Comunal, como acto previo a entrar en funciones, serán recibidos por la Junta Directiva del Comité Cantonal, la que, a través de su presidente, procederá a tomar el juramento constitucional. Una vez juramentados, la Junta Directiva, en su primera sesión, elegirá de entre sus integrantes a un presidente, un vicepresidente, un secretario, un tesorero y un vocal. Los miembros de la Junta Directiva del

Comité Comunal, desempeñarán iguales funciones que para esos cargos tienen los miembros del Comité Cantonal. El Comité Cantonal llevará un registro, debidamente legalizado, por la Auditoría Municipal, de la existencia de cada Comité Comunal y de los nombramientos de sus Juntas Directivas, nombramientos que el Comité deberá comunicar al Concejo Municipal, como acto posterior a la juramentación y dentro del mes siguiente a dicho evento.

Artículo 51. —Los integrantes de la Junta Directiva de un Comité Comunal perderán su credencial en los siguientes casos:

- a) Por renunciar al puesto.
- b) Por haber sido destituido por alguna causal.
- c) Por ser miembro simultáneamente de más de un Comité Comunal de Deporte u ocupar algunos de los cargos citados en el Artículo 11, anterior.
- d) Por faltar injustificadamente a tres sesiones consecutivas o a siete alternas durante el período de un año, contado a partir de la toma de posesión del cargo. La justificación debe hacerse constar en el acta.
- e) Por incumplir en forma grave, las directrices emanadas de Junta Directiva del Comité Cantonal, o por no cumplir en forma reiterada con el plan de trabajo anual.
- f) Por constatarse, en algún momento, que incumple alguno de los requisitos para ser miembro del Comité Comunal.
- g) Celebrar contratos personales de cualquier tipo con alguna instancia del Comité Cantonal.

Artículo 52 —Los comités comunales quedan autorizados para alquilar las instalaciones deportivas y recreacionales, que tengan bajo su administración, a personas, equipos, organizaciones o grupos comunales, con preferencia del Cantón de Limón, para la realización de actividades deportivas y recreativas, previa firma de un compromiso de cuidar las instalaciones y devolverlas en la misma condición en que se entregan. El canon que se cobrará por el o los tipos de alquiler, serán fijadas por el Concejo Municipal, previa recomendación de la Junta del Comité Cantonal. Los ingresos percibidos anualmente por ese concepto se deberán presupuestar para mantenimiento correctivo y preventivo de las instalaciones.

Artículo 53 —Los Comités Comunales, en el ejercicio de sus funciones, dirigirán todo su esfuerzo a lograr que las metas establecidas en el plan anual de trabajo y el respectivo presupuesto, tanto a nivel operativo como a nivel de ingresos por concepto de alquiler y otros, se cumplan satisfactoriamente. Cuatrimestralmente, los comités comunales informarán al Comité Cantonal, sobre el avance en la ejecución del plan anual.

Artículo 54 —De los fondos disponibles en la cuenta de cada Comité Comunal, la Junta Directiva del Comité Cantonal, puede autorizar el funcionamiento de una caja chica, debidamente reglamentada, por la Alcaldía Municipal y aprobada por el Concejo Municipal, conforme corresponda, para asumir gastos de menor cuantía y de carácter urgente.

Artículo 55 —Todas las obligaciones de pago, producto de compras o contrataciones de bienes y servicios que no estén contempladas en el artículo anterior, serán tramitadas en las oficinas del Comité Cantonal, lo procedente en pago a cada Comité Comunal.

Artículo 56 — Son funciones del Comité Comunal las que se detallan enseguida:

- a) Fomentar la creación de espacios para la realización de actividad física por parte de los habitantes de su jurisdicción.

- b) Colaborar con el Comité Cantonal en la detección y selección de talentos deportivos para ser incorporados al Programa de Deporte Competitivo.
- c) Promover, planificar y desarrollar actividades deportivas y recreativas dirigidas a toda población de su jurisdicción.
- d) Velar por el desarrollo de la liga menor en al menos una disciplina deportiva.
- e) Velar por la administración responsable y el mantenimiento eficiente de las instalaciones deportivas y recreativas a su cargo.
- f) Garantizar incondicionalmente el uso para el que fueron creadas cada una de las instalaciones deportivas a su cargo.
- g) Participar en las actividades deportivas, recreativas, administrativas o de capacitación programadas por el Comité Cantonal.
- h) Facilitar los deportistas que puedan potencialmente ser seleccionados para representar al Comité Cantonal en torneos o competencias a nivel nacional o internacional.
- i) Facilitar razonablemente el uso de las instalaciones bajo su administración a las selecciones o equipos que representen al Comité Cantonal en torneos o competencias a nivel nacional o internacional.
- j) Entregar semestralmente un informe de labores al Comité Cantonal de Deportes y Recreación y al concejo de distrito de su localidad.
- k) Alquilar las instalaciones deportivas bajo su administración de conformidad con las directrices emanadas por el Comité Cantonal.
- l) Mantener de manera actualizada y responsable, los roles o programaciones de alquiler y uso de instalaciones deportivas y entregarlos semanalmente en las oficinas del Comité Cantonal.
- m) Realizar semanalmente los depósitos por concepto de alquiler y otros ingresos en la cuenta corriente correspondiente.
- n) Efectuar las liquidaciones anualmente en las oficinas del Comité Cantonal, de acuerdo a las directrices emanadas por éste.
- o) Tramitar todas las necesidades de contratación y compras con fondos propios ante las oficinas del Comité Cantonal con diez días hábiles de antelación a la fecha en que se necesita el bien o el servicio; quién las tramitará en bajo supervisión de la Proveduría Municipal.
- p) Responder de manera expedita a la solicitud de informes, respuestas de correspondencia o estudios solicitados por el Comité Cantonal.
- q) Entregar cada año el plan-presupuesto del año siguiente a más tardar en el mes de abril en las oficinas del Comité Cantonal.

Artículo 57 —Queda expresamente prohibido a las integrantes de las Juntas Directivas de los Comités Comunales lo siguiente:

- a) Celebrar, suscribir, negociar, acordar, pactar, ejecutar o ejercer influencia cualquier tipo de convenio o contrato en que tenga interés el Comité Cantonal o el Comité Comunal.
- b) Realizar cualquier tipo de contratación laboral personal, por plazo definido, indefinido o destajo, así como por servicios profesionales con el Comité Comunal, al que sirve, y formalizar cualquier tipo de contrato laboral con terceras personas físicas o jurídicas, sin el consentimiento del Comité Cantonal.

c) Iniciar torneos o campeonatos deportivo o recreacionales sin el aval correspondiente por parte de la Junta Directiva del Comité Cantonal. La solicitud de aval deberá ser presentada con 10 días hábiles de anticipación a la fecha prevista para el comienzo de dicha competencia.

d) Utilizar fondos del Comité Comunal para préstamos personales o autorizar créditos a miembros de su junta directiva o cualquier tercero.

e) Autorizar cualquier tipo de erogación económica por pequeña que sea, sin haber verificado la existencia previa de contenido presupuestario.

Artículo 58 —En caso de renuncia o destitución de uno de los miembros del Comité Comunal, la sustitución de éstos se hará bajo las siguientes condiciones:

a) El sustituto desempeñará el cargo correspondiente por el tiempo que falte para completar el período en que fue nombrado el titular.

b) La sustitución de un miembro se obtendrá de una terna que para tal efecto podrá enviar cualquiera de las organizaciones inscritas en el padrón para elección del Comité Comunal respectivo.

c) La sustitución de dos miembros se hará de una nómina de cinco personas, que para tal efecto podrá enviar cualquiera de las organizaciones inscritas en el padrón para la elección del Comité Comunal.

d) En caso de que sean más de dos miembros los que deban sustituirse, se sigue el procedimiento correspondiente al nombramiento completo del Comité Comunal, establecido en este Reglamento.

Artículo 59 — Los comités comunales se reunirán ordinariamente, en sesión pública, dos veces al mes, en la hora, día y lugar que fijará el Comité Comunal y se reunirán extraordinariamente cuando lo requieran.

Artículo 60 —Para el nombramiento de la Junta Directiva de los Comités Comunales se recurrirá al siguiente procedimiento:

a) El Comité Cantonal, bajo la supervisión de la Administración de la Municipalidad, llevará debidamente legalizado, un registro padrón de asociaciones de desarrollo comunal y otro de asociaciones de carácter deportivo y recreativo, debidamente inscritas y legalizadas y que efectiva y realmente funcionen en la jurisdicción del Cantón, registro padrón que se alimentará por la solicitud voluntaria que esas organizaciones hagan al comité Cantonal, para ser incorporadas, previo cumplimiento de los requisitos mínimos de cédula jurídica, personería jurídica y residencia cantonal.

b) El Comité Cantonal, anualmente publicará, en un diario de circulación nacional, una invitación para que las asociaciones comunales, deportivas y recreacionales, que se encuentren legalmente constituidas, se inscriban en el Registro-Padrón, que les corresponda. A la vez mediante carta, el Comité invitará a las organizaciones ya inscritas para que renueven su inscripción, cuando haya vencido su personería jurídica, mediante la presentación de los requisitos establecidos. Independientemente del período de publicación o de la invitación las organizaciones se podrán incorporar al padrón en cualquier momento, previo cumplimiento de los requisitos.

c) En el momento en que se deba proceder a la elección de un determinado Comité Comunal, el Comité Cantonal, procederá a conformar un padrón con las respectivas organizaciones de la jurisdicción del Comité a elegir y las invitará por escrito en un plazo de al menos 30 días naturales anteriores a la asamblea, para que participen en la respectiva asamblea, previa acreditación ante

el Comité Cantonal, del acuerdo firme de la organización, en que acreditan el nombre de las dos personas, que la representarán en la asamblea, acreditación a la que se anexará copia de la cédula del personero que firma la nota y de los representantes designados como delegados e indicación del medio o lugar para atender notificaciones, así como los números telefónicos donde localizar los delegados. Estos deberán necesariamente ser vecinos de la localidad donde tenga asiento la organización. Dicha Asamblea será supervisada y dirigida por la Administración Municipal.

d) Para ser inscritos en el Registro- Padrón, o para renovar su inscripción por vencimiento de personería jurídica, las organizaciones deben de presentar ante el Comité Cantonal, una solicitud preimpresa por el Comité, en que se detallarán los datos más importantes de la organización, misma que será firmada por el presidente y el secretario de la organización solicitante. La fórmula citada debe de consignar como mínimo los siguientes datos:

a) Nombre de la organización.

b) Objetivos legales de la organización.

c) Número de la cédula jurídica.

d) Personería jurídica.

e) Declaración jurada de los firmantes de que la organización se encuentra en pleno funcionamiento, con indicación del día, hora y lugar de sus reuniones, dirección exacta de su domicilio legal, el que necesariamente debe ser en la jurisdicción del Cantón.

f) Los padrones electorales para cada elección, los preparará la Administración de la Municipalidad, para cada elección específica y los pondrá a disposición de los interesados, con quince días naturales de anticipación a la elección, siendo que dentro de los primeros cuatro días de este plazo, se podrán presentar impugnaciones a las inscripciones de las organizaciones o de los delegados por incumplimiento de requisitos, mismas que previa audiencia a la organización interesada por dos días, resolverá en definitiva Asuntos Jurídicos de la Municipalidad. Si como efecto de una impugnación, una organización es descalificada, se eliminará de inmediato del Registro- Padrón, sí la objeción era contra uno o los delegados, y uno o los dos son eliminados del Registro de delegados, la organización correspondiente perderá la representación que fue objetada

Artículo 61 —Las asambleas para elegir los comités comunales, se deben de realizar dentro de los dos meses anteriores al vencimiento del período de la Junta Directiva saliente o en su caso al vencimiento de los cargos de la Junta Directiva del Comité Cantonal.

Artículo 62 —Las asambleas para elegir a los comités comunales o a los miembros de la Junta Directiva del Comité Cantonal, serán dirigidas por la persona que designe la Junta Directiva del Comité Cantonal.

Artículo 63 —Existen dos tipos de asambleas en las cuales intervendrán únicamente los delegados debidamente propuestos por las Organizaciones que señale el presente Reglamento, según el siguiente detalle:

Asamblea Comunal: Es aquella que se convoca específicamente para elegir a la Junta Directiva de un determinado Comité Comunal y será integrada por los delegados de las organizaciones debidamente inscritas en el padrón que indica el presente Reglamento. Podrá ser convocada en cualquier momento para tratar asuntos de interés deportivo, recreativo o administrativo financiero.

Asamblea Cantonal: Es aquella que se convoca específicamente para elegir a los representantes de ese sector, ante la Junta Directiva del Comité Cantonal y será integrada por los delegados de las organizaciones debidamente inscritas en el padrón que indica el presente Reglamento. Podrá ser convocada en cualquier momento para tratar asuntos de interés deportivo, recreativo o administrativo-financiero, de la jurisdicción del Comité Cantonal.

Artículo 64 —El padrón confeccionado para una determinada elección, tendrá vigencia para ella solamente, de manera que para otra elección posterior debe depurarse, de conformidad con lo establecido en este Reglamento, de forma que los delegados nombrados por una organización, tienen representatividad sólo para la elección para la que fueron designados, perdiéndola pasada la misma.

CAPÍTULO XI De las Instalaciones Deportivas

Artículo 65 —Las instalaciones de Estadios Municipales o espacios destinados al deporte y recreación propiedad del Comité o bien que estén delegados para su administración, se utilizarán para actividades deportivas de competición y recreativas y serán administradas y custodiadas por el Comité, todo con ocasión a los alcances del numeral 173 del Código Municipal.

Artículo 66.- El Comité Cantonal deberá delegar en los Comités Comunales la administración y mantenimiento de campos deportivos existentes en su jurisdicción y en caso de no existir un Comité Comunal, se nombrará una Junta Administradora con las asociaciones deportivas y/o de desarrollo comunal.

Artículo 67 —En el uso de las instalaciones deportivas existentes, el Comité Cantonal, los comités Comunales y las Juntas Administradoras, deberán darles participación a todos los grupos deportivos organizados de la comunidad, debiendo tener a todos los grupos deportivos de la comunidad debidamente registrados.

Artículo 68 —Las instalaciones deportivas serán clasificadas por el Comité Cantonal, en categorías, de acuerdo a las condiciones de éstas; también ordenará el uso de éstas por los usuarios, de acuerdo con el tipo de actividad que realicen. Con sustento en el ordenamiento y con base al estudio de la Administración de la Municipalidad, se definirán los cánones anuales por derecho de uso de las instalaciones

Artículo 69 —Los cánones por el uso de las instalaciones deportivas o recreativas son de cobro obligatorio y no pueden ser modificadas sin previa autorización de la Junta y del Concejo Municipal.

Artículo 70 —En las instalaciones deportivas mencionadas se prohíben:

- a) El expendio, venta y consumo de bebidas alcohólicas (Ley 5817, del 15 de octubre de 1975), o cualquier otra droga.
- b) El uso de calzado inadecuado para las instalaciones.
- c) La realización de cualquier evento o actividad que no esté autorizado por el Comité Cantonal.

Artículo 71 —La Junta Directiva del Comité Cantonal podrá evaluar y autorizar iniciativas de ventas de publicidad por concepto de colocación de vallas. Si la iniciativa nace en el Comité Comunal los fondos obtenidos de dicha transacción ingresan íntegros a la cuenta del respectivo Comité Comunal. Si la gestión se produce desde el Comité Cantonal los ingresos se dividen al 100 %, entre el Comité Comunal donde se coloque la valla. Esta venta de derechos publicitarios deberá ser finiquitada mediante un contrato que deberá ser realizado por la Asuntos Jurídicos de la Municipalidad.

Artículo 72 —El mantenimiento y administración de las instalaciones deportivas en cada uno de los distritos conforme corresponda, estará a cargo del Comité Comunal respectivo o Junta Administradora en conjunto con el Comité Cantonal.

Artículo 73 —El cierre de una instalación por mantenimiento será aprobado de previo por la Junta Directiva del Comité Comunal y como requisito indispensable antes del cierre por la Junta Directiva del Comité Cantonal, para lo cual se deberá solicitar el permiso correspondiente con al menos treinta días naturales de anticipación a la fecha en que se piensa cerrar. Es requisito además para el cierre por mantenimiento comunicarlo a los usuarios por medio de carteles, volantes o cualquier otro medio efectivo con al menos 15 días de anticipación al cierre. También deberá comunicarse al Concejo Municipal y al concejo de distrito. Las instalaciones deportivas existentes en instituciones educativas, gimnasios, plazas, estadios, pistas de atletismo, piscinas y otras que hayan sido construidos con fondos públicos o por dependencias gubernamentales, deberán ponerse al servicio de las respectivas comunidades del cantón, tanto durante el curso lectivo como en el período de vacaciones. La administración de éstas estará en el Artículo 86, de la Ley 7800, Ley de Creación del Instituto Costarricense del Deporte y la Recreación, para cuyo efecto también deberá coordinarse con las Juntas Administrativas de los Centros Educativos.

Artículo 73. El alquiler de estos activos a sujetos privados para eventos deportivos que generen utilidades o bien aquellas donde celebren eventos sociales, deben generar ingresos al Comité que puedan emplearse tanto para el mantenimiento del inmueble como en inversión social al deporte y la recreación del cantón. Se cobrará una tarifa de uso diferenciada, según el tipo de actividad de que se trate, la cual será determinada por la Junta Directiva. Para este efecto, se valorará el costo promedio de alquiler de ese tipo de instalaciones en el mercado nacional, los gastos operativos del Estadio, la depreciación del inmueble y cualquier otro criterio técnico que informe sobre este aspecto, incluyendo la utilidad razonable que se determine, con el fin de promover el mejoramiento permanente del Estadio y la inversión social antes mencionada. Con el propósito de cumplir este objetivo, se podrá asesorarse con técnicos y profesionales de la Municipalidad, a fin de tener un mejor criterio para la fijación. Este cobro podrá exonerarse únicamente en aquellos casos en que, por la naturaleza de bien social o ayuda solidaria de la actividad por realizar, la Junta Directiva, determine, mediante el razonamiento debido, que quienes soliciten el uso se encuentran imposibilitados de pagar, total o parcialmente.

Para ello y como medidas de control interno se deberá

- a) Llevar un inventario de todos los activos del Estadio o espacio deportivo dado en arrendamiento.
- b) Acordar lo referente a cada pago, y consignar en actas de la Junta del Comité el acuerdo respectivo, con copia a este Concejo Municipal.
- c) Para ello el Comité deberá contar con un modelo o estadio tarifario que deberá construirlo en conjunto con asesoría técnica de la Municipalidad y aprobación del Concejo Municipal, previa recomendación positiva de la Comisión de Asuntos Deportivos la cual deberá incorporar de manera equilibrada criterios sociales en el sentido de las características de los sectores de la población que requieran alquilar estos espacios públicos y su fin.
- d) Las instalaciones destinadas al deporte y la recreación, se utilizarán únicamente para actividades deportivas de competición y recreativas.
- e) Todas aquellas actividades deportivas, recreativas o de eventos sociales que se quisieran celebrar en Estadios o espacios destinados al deporte y la recreación y que coadyuven en la gestión de generar ingresos libres que puedan emplearse tanto para el mantenimiento del inmueble como en inversión social del cantón, debe contar con la autorización expresa de este Concejo Municipal mediante acuerdo. Dicha solicitud deberá venir acompañada de un acuerdo de la Junta Directiva del Comité, con el respectivo estudio técnico tarifario que contemple;

- e.1. La recomendación positiva de la Comisión de Asuntos Deportivos del Concejo Municipal para la aprobación de la misma por parte del Concejo Municipal.
- e.2. El tipo de actividad de que se trate.
- e.3. Valor del costo promedio de alquiler de ese tipo de instalaciones en el mercado nacional.
- e.4. Los gastos operativos del Estadio o espacio destinado al deporte a alquilar.
- e.5. La depreciación del inmueble,
- e.6. Cualquier otro criterio técnico que informe sobre este aspecto, incluyendo la utilidad razonable que el Comité como administradora determine, con el fin de promover el mejoramiento permanente del Estadio o espacio destinado al deporte y la inversión social antes mencionada.
- e.7. El Comité dará un trato preferencial, en el uso de las instalaciones, a los equipos representativos del cantón, debidamente avalados por el Comité Cantonal de Deportes y Recreación, que participen competitivamente en el ámbito nacional.
- e.8. Por ende, en los horarios que establezca el Comité para el uso de las instalaciones deportivas y recreativas, se debe en forma regulada facilitar el uso de las referidas instalaciones a los municipios y a las organizaciones sociales del cantón.
- e.9. El alquiler por el uso de las instalaciones deportivas y recreativas de Estadios y espacios deportivos son de cobro obligatorio y el monto será fijado por el Comité Cantonal, previo estudio aprobado por la Junta Directiva. El alquiler se cobrará en proporción a las horas de uso efectivo de las mismas, y en consideración al horario de uso diurno o nocturno. El pago de la tarifa correrá por cuenta de los usuarios. Los recursos que se generen por concepto de alquiler serán presupuestados como ingresos por el Comité. De previo al giro de esos recursos, el Comité emitirá un procedimiento en la que se establecerá el mecanismo para el giro de esos recursos, los cuales se aplicarán para el mantenimiento, mejoras y construcción de las mismas instalaciones. Dicho estudio tarifario deberá ser aprobado por el Concejo Municipal.
- e.10. Todo convenio de uso o alquiler del Estadio o espacios destinados al deporte y la recreación para fines deportivos donde medie una contraprestación económica o permuta de prestaciones deberá contar con la autorización expresa de este Concejo Municipal mediante acuerdo. Dicha solicitud deberá venir acompañada de un acuerdo de la Junta Directiva del Comité, con el respectivo y pertinente estudio técnico.
- e.11. El Comité autorizará la colocación de rótulos en las instalaciones deportivas y recreativas o en los alrededores de las mismas, siempre que se obtenga un beneficio o ventaja que pueda ser estimada económicamente, para lo cual procurará las condiciones más ventajosas, y en caso de contar con varias opciones se elegirá la alternativa más conveniente para satisfacer el interés público, de conformidad con la normativa vigente. Deberá informar lo pertinente a este Concejo Municipal.
- e.12. El Comité propondrá un plan operativo para obras de mantenimiento de las instalaciones deportivas y recreativas de Estadios y espacios deportivos de su propiedad o dados en administración y que se encuentran edificadas y las que a futuro se planifiquen construir, para lo cual requerirá los estudios técnicos correspondientes.

e.13. El Comité deberá que cumplir con la limpieza, higiene y ornato de los Estadios y espacios destinados al deporte y la recreación.

e.14. El Comité deberá respetar la capacidad máxima prevista por las autoridades competentes para las instalaciones deportivas y recreativas, por lo que deberán observar los lineamientos que en esa materia fijen la Comisión Nacional de emergencias y, así como la propia Municipalidad de Limón.

e.15. Deberá el Comité cumplir con el ordenamiento jurídico y las normas técnicas que regulan el uso de instalaciones deportivas y recreativas.

e.16. El Comité deberá brindar todo el apoyo y coordinación necesaria para con los miembros de la Comisión de Asuntos Deportivos, ello con el fin de que lleve a cabo las labores pertinentes de control y fiscalización que se seguido se recomienda lleven a cabo.

e.17. El Comité deberá presentar informe una vez al año en el mes de febrero sobre los monto de los cánones para el préstamo o uso de las instalaciones deportivas el cual deberá ser revisado y aprobado cada año por el Concejo Municipal. El mismo debe ser conforme a un estudio tarifario que se tenga para los efectos y las necesidades de cada sector que requiera el alquiler de los espacios deportivos y recreativos el Cantón.

Artículo 74 —Los equipos afiliados, los equipos de liga menor como los equipos de Juegos Nacionales y selecciones locales que representen oficialmente a la comunidad y que estén reconocidos por el Comité Comunal, tendrán prioridad para el uso de instalaciones deportivas. Las actividades organizadas por el Comité Cantonal o Comunal, están exentas del pago de cánones exceptuando la luz eléctrica. Las competencias y campeonatos promovidos por órganos u organismos deportivos nacionales, deberán incluirse en la programación anual del uso de instalaciones; siempre y cuando el uso de las instalaciones sea temporal. Para cumplir con lo anterior el Comité deberá:

- a) Presentar informe una vez al año (inicios de año) informando el monto de los cánones (tabla de valores) para el préstamo o uso de las instalaciones deportivas a los equipos afiliados, los equipos de liga menor como los equipos de Juegos Nacionales y selecciones locales que representen oficialmente a la comunidad y que estén reconocidos por el Comité Comunal, el cual deberá ser revisado y aprobado cada año por el Concejo Municipal.
- b) Remitir al Concejo Municipal al inicio de cada año el modelo o estudio tarifario especial, para el cobro de uso o alquiler de las instalaciones deportivas a los diferentes equipos afiliados, los equipos de liga menor como los equipos de Juegos Nacionales y selecciones locales que representen oficialmente a la comunidad y que estén reconocidos por el Comité Comunal.
- c) Dicho estudio tarifario debe contar con la recomendación positiva de la Comisión de Asuntos Deportivos del Concejo Municipal, para que sea aprobada por el Concejo Municipal.

CAPÍTULO XII

De los implementos deportivos y recreativos

Artículo 75 —El presente capítulo tiene como objetivo el reglamentar y regular los procedimientos de solicitud y entrega de implementos deportivos y recreativos, que el Comité Cantonal proporcione a los beneficiarios, que cumplan a entera satisfacción con lo descrito en el presente reglamento.

Artículo 76 —Toda aquella organización que desee ser Beneficiarios de Implementos Deportivos inscrita dentro del registro padrón, deberá cumplir con todos los requisitos que se exigen en el presente reglamento, de previo a recibir cualquier tipo de beneficio. Podrán ser beneficiarios de implementos deportivos solos aquellas organizaciones y/o personas que residan en el cantón de Limón.

Artículo 77 —Están exentos de la inscripción del Registro- Padrón aquellos centros educativos, organizaciones deportivas, recreativas, de desarrollo comunal o instituciones de orden público sin fines de lucro del cantón, que hayan suscrito y se encuentre vigente un convenio de cooperación o de asistencia con el Comité Cantonal en donde se involucren de forma expresa como tema único o parcial, la entrega de implementos deportivos. En este caso, se incorporará esta documentación vigente, al trámite de entrega de implementos durante el plazo indicado en el convenio. Además de los atletas, grupo de atletas o equipos pertenecientes al programa de deporte competitivo contemplado en el Plan Operativo Anual del Comité Cantonal y que representan a la Institución a nivel local, nacional o internacional.

Artículo 78 —Serán denegadas todas aquellas solicitudes que no cumplan en su totalidad con los requisitos y que además tengan menos de 3 meses de fundado.

Artículo 79 —La Dirección Deportiva no le dará trámite a ninguna solicitud de inscripción que vengan acompañada de una gestión de entrega de implementos.

Artículo 80 —Las organizaciones que reciban implementos deportivos deberán participar activamente en un programa deportivo o recreativo del Comité Cantonal.

Artículo 81 —Las solicitudes de entrega de implementos deberán ser presentadas ante la Dirección Administrativa o Deportiva, quien revisará que cumplan con las disposiciones del presente Reglamento y brindará un informe, positivo o negativo del tipo y cantidad de implementos deportivos solicitados para conocimiento de la Junta Directiva, quien será en última instancia la que apruebe o rechace la gestión, en caso de rechazo deberá fundamentar las razones del mismo.

Artículo 82 —La solicitud de entrega de implementos deportivos deberá ser firmada por el representante legal o persona debidamente autorizada al efecto, aportando la información y documentos pertinentes que demuestren por cualquier medio escrito, que se han mantenido activos en los últimos tres meses detallando las actividades realizadas, las cuales no podrán ser inferiores a una actividad mensual. Asimismo, deberán indicar claramente la cantidad y descripción de los bienes solicitados, con indicación expresa de cómo serán utilizados y las actividades a desarrollar, el nombre de la persona que se autoriza para retirar los implementos deportivos en caso de ser aprobada la solicitud.

Artículo 83 —La Junta Directiva, girará las instrucciones, para que autorice la salida de los implementos de la bodega del comité cantonal, junto con una copia de la solicitud y el acuerdo de Junta Directiva, para que, por medio de una requisición de materiales de bodega, se le entreguen los implementos deportivos a la persona debidamente autorizada por la organización.

Artículo 84 —Es obligación de la Junta Directiva, mantener un auxiliar de las requisiciones de bodega de las entregas que se le han hecho y presentar un informe semestral.

Artículo 85 —La Dirección Ejecutiva, no podrá realizar ninguna entrega de implementos deportivos, si la persona autorizada para su retiro no presenta su cédula de identidad al día y sin alteración alguna o si la persona autorizada se niega a firmar como recibida la entrega de los bienes.

Artículo 86 —Las organizaciones que se encuentran inscritas, no podrán solicitar implementos deportivos, en caso de que haya transcurrido un período menor de 6 meses desde la última entrega efectuada, exceptuándose para tal fin un documento razonado, no podrá darse más de dos excepciones por año. Los implementos deportivos solo podrán ser utilizados en las actividades para los cuales fueron entregados. Todos los miembros de las asociaciones inscritas en el registro de asociaciones son responsables por el buen uso de los implementos deportivos entregados y tendrán la obligación de denunciar el mal uso de los mismos. El incumplimiento por parte de la organización de esto, y habiéndose demostrado por parte del Comité Cantonal tal situación, se retirará de inmediato su inscripción en el Registro, quedando sus miembros, inhibidos para volver a solicitar la entrega de implementos o ayuda de ningún tipo por un plazo de 2 años, tomando la administración las medidas correspondientes, tanto a nivel legal como administrativo, para recuperar los implementos entregados sin perjuicio de las acciones penales o civiles, que se puedan tomar con respecto a las personas u organizaciones responsables.

Artículo 87 —Para el control de los bienes entregados y alcances de este Reglamento se le entregará a cada asociación o persona inscritas, copia del mismo para su conocimiento y aplicación de los controles pertinentes y las sanciones a que queda sometido en caso de incumplimiento de este cuerpo normativo. Únicamente la Junta Directiva podrá autorizar la entrega de implementos deportivos y recreativos a aquellos grupos que cumplan con este Reglamento

Artículo 88 —La entrega de implementos deportivos y recreativos no contemplados en este Reglamento y que son de interés institucional, podrán ser autorizados por la Junta Directiva, para lo cual deberá quedar debidamente documentado la gestión y entrega de los bienes en la bodega, así como el documento técnico.

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 89 —Las disposiciones de este Reglamento pueden ser aplicadas por analogía a otros organismos, por los órganos y miembros del Comité.

Artículo 90 —Toda interpretación del presente reglamento le corresponderá al Concejo Municipal de Limón.

Artículo 91 —En virtud de que la Ley General de la Administración Pública dispone que los órganos colegiados deben contar con suplentes, por el quórum totalitario con que deben funcionar, el Concejo Municipal, procederá en el mismo acto en que se integra la Junta Directiva, designarán dos miembros suplentes, con el fin de llenar las vacantes que pudieren producirse; con el mismo procedimiento que los propietarios y de designación del Concejo Municipal.

Artículo 92 —En Todo lo referente a la implementación de controles internos será regulado por la Ley de Control Interno y la Auditoria Municipal.

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE AGUA

RE-0004-IA-2023 del 31 de marzo de 2023

CONOCE EL INTENDENTE DE AGUA DE LA ANULACIÓN PARCIAL DE LA RESOLUCIÓN RE-0027-IA-2021 A TRAVÉS DE LA CUAL SE RESOLVIÓ LA SOLICITUD DE ACLARACIÓN Y RECURSO DE REVOCATORIA INTERPUESTOS POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS, CONTRA LA RESOLUCIÓN RE-0020-IA-2021 DEL 7 DE OCTUBRE DE 2021.

OT-203-2021

RESULTANDO:

- I.** El 14 de septiembre de 2017, mediante la resolución RIA-009-2017, la Intendencia de Agua (IA) fijó las tarifas para el servicio de alcantarillado que presta el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA). (Expediente ET-036-2017).
- II.** El 24 de abril de 2019, mediante la resolución RE-0001-IA-2019, la IA fijó las tarifas para el servicio de acueducto que presta el AyA. (Expediente ET-074-2018).
- III.** El 17 de diciembre de 2019, mediante la resolución RE-0005-IA-2019, la IA fijó al AyA, las tarifas para la Protección del Recurso Hídrico (TPRH) y producto de ello, le ajustó las tarifas de los servicios de acueducto para los años 2020-2021, 2022 y 2023; y de alcantarillado para los años 2020, 2021, 2022. (Expediente ET-087-2019).
- IV.** El 11 de diciembre de 2020, mediante la resolución RE-0006-IA-2020, la IA resolvió, entre otras cosas, que para el año 2021 se debían mantener las tarifas de acueducto y alcantarillado que se fijaron para el año 2020 en la resolución RE-0005-IA-2019; e informó al AyA que esas tarifas permanecerían vigentes hasta tanto se fijaran nuevas tarifas por parte del Ente Regulador. (Expediente ET-080-2020).
- V.** El 7 de octubre de 2021, mediante la resolución RE-0020-IA-2021, la IA resolvió entre otras cosas: (Folios 416 al 454, 469 al 471).

“(...)

I. Revocar las condiciones dictadas al Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA), en resoluciones emitidas durante el periodo de 1998 al 2020, que se transcriben a continuación: (...)

I) RESOLUCIÓN RE-0006-IA-2020. FIJACIÓN EXTRAORDINARIA TARIFA DE LOS SERVICIOS ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO PARA EL AYA. EXPEDIENTE ET-080-2020

I. Dejar sin efecto los pliegos tarifarios de los servicios de alcantarillado y acueducto que entraban a regir el 1 de enero de 2021 de conformidad con las resoluciones RIA-009-2017 del 14 de septiembre de 2017 y RE-0001-IA-2020 del 4 de abril de 2019, respectivamente y sus ajustes o actualizaciones para el 2021 (...).”

VI. El 12 de octubre de 2021 mediante el oficio GG-2021-03869, el AyA, presentó solicitud de aclaración e interposición de recurso de revocatoria y apelación en subsidio, en relación con la resolución RE-0020-IA-2021 del 07 de octubre del 2021. (Folios 367 al 415).

VII. El 9 de noviembre de 2021, mediante la resolución RE-0027-IA-2021, la IA se pronunció sobre la solicitud de aclaración y el recurso de revocatoria interpuesto por el AyA mediante el oficio GG-2021-03869, resolviendo entre otras cosas: (Folios 926 al 934).

“(...)

I. Acoger parcialmente el recurso de revocatoria, interpuesto por la señora Ileana Vanessa Castro López, en su condición de Subgerente General con facultades de apoderada generalísima sin límite de suma del AyA, y revocar la resolución recurrida RE-0020-IA-2021 del 7 de octubre de 2021, únicamente en cuanto dejar sin efecto la revocatoria de lo dispuesto en su Por Tanto I. 1. L) I- visible a folio 22 de la resolución, que dispone lo siguiente:

“(…) RESOLUCIÓN RE-0006-IA-2020. FIJACIÓN EXTRAORDINARIA TARIFA DE LOS SERVICIOS ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO PARA EL AYA. EXPEDIENTE ET-080-2020:

I- Dejar sin efecto los pliegos tarifarios de los servicios de alcantarillado y acueducto que entraban a regir el 1 de enero de 2021 de conformidad con las resoluciones RIA-009-2017 del 14 de septiembre de 2017 y RE-0001-IA-2020 del 4 de abril de 2019 (Sic), respectivamente y sus ajustes o actualizaciones para el 2021 (...).”

II. Aclarar al AyA que mediante la resolución RE-0005-IA-2019 del 17 de diciembre del 2019, la Intendencia de Agua fijó los pliegos tarifarios para el servicio de acueducto para los años 2022 y 2023 y para el servicio de alcantarillado hasta el año 2022. Estos pliegos se encuentran a la fecha vigentes y el AyA deberá aplicarlos, salvo que sobrevenga en el futuro un nuevo ajuste tarifario futuro.

- VIII.** El 19 de noviembre de 2021, mediante la resolución RE-0031-IA-2021, la IA rectificó la resolución RE-0027-IA- 2021 y resolvió que, para los servicios de acueducto, alcantarillado e hidrantes suministrados por el AyA, las tarifas vigentes eran las definidas en la resolución RE-0006-IA-2020. (Folios 1158 a 1161, 1163).
- IX.** El 24 de noviembre de 2021, mediante el oficio GG-2021-04439, el AyA presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RE-0031-IA-2021. (Folio 1187. Expediente OT-203-2021).
- X.** El 13 de diciembre de 2021, mediante la resolución RE-0033-IA-2021, la IA declaró sin lugar el recurso de revocatoria interpuesto por el AyA contra la resolución RE-0031-IA-2021. (Folios 1276 al 1288, 1481. Expediente OT-203-2021).
- XI.** El 16 de diciembre de 2021, mediante el oficio GG-2021-04742, el AyA presentó respuesta al emplazamiento conferido mediante la resolución RE-0033-IA-2021, que resolvió el recurso de revocatoria contra la resolución RE-0031-IA-2021, interponiendo a su vez recurso de apelación y gestión de nulidad, contra la resolución RE-0033-IA-2021. (Folio 1495 archivo en zip).
- XII.** El 17 de diciembre de 2021, mediante el oficio OF-0778-IA-2021, la IA rindió el informe que ordena el artículo 349 de la Ley General de la Administración Pública N°6227, respecto al recurso de apelación interpuesto por AyA, contra la resolución RE-0031-IA-2021, del 19 de noviembre de 2021. (Folios 1514).

XIII. El 24 de noviembre de 2022, mediante la resolución RE-0130-JD-2022, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora resolvió, entre otras cosas: (Folios 2202 al 2254. Expediente OT-203-2021).

“(…)

II. *Declarar la nulidad absoluta de la resolución RE-0031-IA-2021, del 19 de noviembre de 2021.*

III. *Declarar por conexidad, la nulidad absoluta de la resolución RE-0033-IA-2021 del 13 de diciembre de 2021, que resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, contra la resolución RE-0031-IA-2021 del 19 de noviembre de 2021.*

IV. *Dimensionar los efectos de la declaratoria de nulidad absoluta, de manera que se mantengan vigentes las tarifas fijadas mediante la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020, referenciada en la resolución RE-0031-IA-2021 del 19 de noviembre de 2021, hasta que la Intendencia de Agua valore y subsane lo aquí expuesto.*

V. *Retrotraer el procedimiento, al momento procesal oportuno, a efectos de que la Intendencia de Agua, analice lo aquí señalado, motive y corrija de forma adecuada el error sustancial detectado en la resolución RE-0027-IA-2021 del 9 de noviembre de 2021 y se emita una nueva resolución conforme a derecho (...).”*

XIV. El 31 de marzo de 2023, mediante el Informe IN-0017-IA-2023, la Intendencia de Agua rindió el criterio de corrección de la resolución RE-0027-IA-2021 del 9 de noviembre de 2021.

CONSIDERANDO:

I. Del informe IN-0017-IA-2023 del 31 de marzo de 2023, que sirve de base a esta resolución, conviene extraer lo siguiente:

“(…) *En el análisis de este asunto se tiene que, mediante la resolución RE-0031-IA-2021 del 19 de noviembre de 2021, la Intendencia de Agua resolvió lo siguiente:*

(…)

CONSIDERANDO

I. En el Por Tanto II de la resolución RE-0027-IA-2021 del 9 de noviembre de 2021, se estableció lo siguiente:

“(...) II. Aclarar al AyA que mediante la resolución RE-005-IA-2019 del 17 de diciembre del 2019, la Intendencia de Agua fijó los pliegos tarifarios para el servicio de acueducto para los años 2022 y 2023 y para el servicio de alcantarillado hasta el año 2022. Estos pliegos se encuentran a la fecha vigentes y el AyA deberá aplicarlos, salvo que sobrevenga en el futuro un nuevo ajuste tarifario futuro (...)”.

Cuando lo correcto tuvo que haber sido aclararle al AyA que, si bien mediante la resolución RE-005-IA-2019 del 17 de diciembre de 2019, la Intendencia de Agua fijó tarifas para la Protección del Recurso Hídrico y que, producto de ello, se realizaron ajustes en las tarifas de los servicios públicos de acueducto, alcantarillado e hidrantes que suministra el AyA, lo cierto es que, mediante la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020 se dejaron sin efecto estos pliegos tarifarios hasta tanto se fijaran nuevas tarifas por parte de este Ente Regulador.

Al respecto indica la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020, en sus Por Tantos I y IV:

“(...) I. Dejar sin efecto los pliegos tarifarios de los servicios de alcantarillado y acueducto que entraban a regir el 1 de enero de 2021 de conformidad con las resoluciones RIA-009-2017 del 14 de septiembre de 2017 y RE-0001-IA-2020 del 4 de abril de 2019 (Sic), respectivamente y sus ajustes o actualizaciones para el 2021.

(...)

IV. Estas tarifas entrarán a regir el 1 de enero de 2021 y permanecerán vigentes hasta tanto se fijen nuevas tarifas por parte de este Ente Regulador.

(...)

III. El artículo 157 de la Ley General de la Administración Pública N°6227, permite a la Administración rectificar o corregir, en cualquier momento, los errores materiales o de hecho y los aritméticos.

**POR TANTO
EL INTENDENTE DE AGUA
RESUELVE**

I- Rectificar el Por Tanto II de la resolución RE-0027-IA-2021 del 9 de noviembre de 2021, para que se lea correctamente de la siguiente manera:

“(...) II. Aclarar al AyA que, si bien mediante la resolución RE-0005-IA-2019 del 17 de diciembre de 2019, la Intendencia de Agua fijó tarifas para la Protección del Recurso Hídrico y que, producto de ello, se realizaron ajustes en las tarifas de los servicios públicos de acueducto, alcantarillado e hidrantes que suministra el AyA, lo cierto es que, mediante la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020 se dejaron sin efecto esos pliegos tarifarios; por lo que debe el AyA seguir aplicando las tarifas aplicadas hasta la fecha, hasta tanto se fijen nuevas tarifas por parte de este Ente Regulador (...).”

Por lo tanto, las tarifas vigentes en adelante, hasta que sean modificadas por la ARESEP, son las que están publicadas en la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020 (...).” Folios 1159 a 1161.

De esta manera la IA, mediante la resolución RE-0031-IA-2021, indicó que lo que existía era un error material y en consecuencia rectificó el error contenido en la resolución RE-0027-IA-2021; el cual, como se observa, hacía referencia a que se debían aplicar las tarifas establecidas en la resolución RE-0005-IA-2019 del 17 de diciembre de 2019, cuando lo correcto era aplicar las tarifas fijadas mediante la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020.

La IA corrigió lo descrito, usando como fundamento el artículo 157 de la Ley General de la Administración Pública, el cual le permite a la Administración hacer correcciones de errores materiales, de hecho o aritméticos.

No obstante lo anterior, lo cierto es que el error cometido en la resolución RE-0027-IA-2021, no constituye un error material ni de hecho, sino una nulidad parcial de la resolución, ya que estamos en presencia de un vicio en el contenido del acto, en cuanto al establecimiento de cuáles son las tarifas que rigen, y en consecuencia no

podría tenerse este por un error material ya que para que un error se considere como tal, de hecho o aritmético, debe cumplir con ciertas características, a saber: es notorio, obvio, claro, manifiesto, indiscutible, se evidencia por sí sólo sin necesidad de mayor esfuerzo o razonamiento, es decir, el mismo salta a la vista sin requerir el mayor análisis sobre el mismo. (Dictamen de la Procuraduría General de la República C-134-2019 del 15 de mayo de 2019).

Por el contrario, lo ocurrido en la resolución RE-0027-IA-2021 trata de un error sustancial que viene a provocar confusión al recurrente y a cualquier usuario del servicio de acueducto y alcantarillado que lea dicha resolución. Por ello, la Junta Directiva en la resolución RE-0130-JD-2022 del 24 de noviembre de 2022, resolvió -entre otras cosas-retrotraer el procedimiento y declarar la nulidad absoluta de la resolución RE-0031-IA-2021, del 19 de noviembre de 2021 y por conexidad, la nulidad absoluta de la resolución RE-0033-IA-2021 del 13 de diciembre de 2021, que resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por el AyA, contra la resolución RE-0031-IA-2021. En cuanto a este tema al tratarse un vicio que no implica una modificación total del acto administrativo ni la realización del fin específico, se estaría en presencia de una nulidad relativa del acto en los términos señalados por el artículo 167 de la Ley General de la Administración Pública.

De tal manera, debe procederse con la corrección del vicio identificado en la resolución RE-0027-IA-2021 del 9 de noviembre de 2021, al hacer referencia erróneamente a las tarifas definidas en la resolución RE-0005-IA-2019, cuando lo correcto era hacer referencia a las tarifas definidas en la resolución RE-0006-IA-2020, la cual obedeció a una resolución de carácter extraordinario, motivada bajo el supuesto de la crisis sanitaria Covid-19, tal y como lo exigen los numerales 136 y 335 de la Ley General de la Administración Pública, que establecen:

“(...) Artículo 136.-

1. Serán motivados con mención, sucinta al menos, de sus fundamentos:

- a) Los actos que impongan obligaciones o que limiten, supriman o denieguen derechos subjetivos;*
 - b) Los que resuelvan recursos;*
 - c) Los que se separen del criterio seguido en actuaciones precedentes o del dictamen de órganos consultivos;*
 - d) Los de suspensión de actos que hayan sido objeto del recurso;*
 - e) Los reglamentos y actos discrecionales de alcance general;*
- y*

f) Los que deban serlo en virtud de ley.

2. La motivación podrá consistir en la referencia explícita o inequívoca a los motivos de la petición del administrado, o bien a propuestas, dictámenes o resoluciones previas que hayan determinado realmente la adopción del acto, a condición de que se acompañe su copia (...).

“(...) Artículo 335.-La comunicación, sea publicación o notificación, deberá contener lo necesario de acuerdo con el artículo 249 y, además, las peticiones, propuestas, decisiones o dictámenes que invoque como motivación en los términos del artículo 136, párrafo 2. (...)”.

II. Conforme con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es declarar la nulidad relativa de la resolución RE-0027-IA-2021 del 9 de noviembre de 2021, específicamente, del apartado segundo de su parte dispositiva, y en consecuencia anular lo resuelto en su Por Tanto II que señala: *“Aclarar al AyA que mediante la resolución RE-005-IA-2019 del 17 de diciembre del 2019, la Intendencia de Agua fijó los pliegos tarifarios para el servicio de acueducto para los años 2022 y 2023 y para el servicio de alcantarillado hasta el año 2022. Estos pliegos se encuentran a la fecha vigentes y el AyA deberá aplicarlos, salvo que sobrevenga en el futuro un nuevo ajuste tarifario futuro.”*, dado que lo procedente era haber resuelto lo siguiente: *“II. Aclarar al AyA que, si bien mediante la resolución RE-005-IA-2019 del 17 de diciembre de 2019, la Intendencia de Agua fijó tarifas para la Protección del Recurso Hídrico y que, producto de ello, se realizaron ajustes en las tarifas de los servicios públicos de acueducto, alcantarillado e hidrantes que suministra el AyA, lo cierto es que, mediante la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020 se dejaron sin efecto esos pliegos tarifarios; por lo que debe el AyA seguir aplicando las tarifas establecidas en la resolución RE-0006-IA-2020, hasta tanto se fijen nuevas tarifas por parte de este Ente Regulador”*.

Por lo anterior, procede también corregir el Por Tanto II de la resolución RE-0027-IA-2021, de manera que se indique correctamente *“II. Aclarar al AyA que, si bien mediante la resolución RE-0005-IA-2019 del 17 de diciembre de 2019, la Intendencia de Agua fijó tarifas para la Protección del Recurso Hídrico y que, producto de ello, se realizaron ajustes en las tarifas de los servicios públicos de acueducto, alcantarillado e hidrantes que suministra el AyA, lo cierto es que, mediante la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020 se dejaron sin efecto esos pliegos tarifarios; por lo que debe el AyA seguir aplicando las tarifas establecidas en la resolución RE-0006-IA-2020, hasta tanto se fijen nuevas tarifas por parte de este Ente Regulador”*; tal y como se dispone.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N°7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo 29732-MP que es el Reglamento a la Ley N°7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus Órganos Desconcentrados.

EI INTENDENTE DE AGUA RESUELVE:

- I. Declarar la nulidad relativa de la resolución RE-0027-IA-2021 del 9 de noviembre de 2021, específicamente, del apartado segundo de su parte dispositiva, y en consecuencia anular lo resuelto en el Por Tanto II que señala: *“Aclarar al AyA que mediante la resolución RE-005-IA-2019 del 17 de diciembre del 2019, la Intendencia de Agua fijó los pliegos tarifarios para el servicio de acueducto para los años 2022 y 2023 y para el servicio de alcantarillado hasta el año 2022. Estos pliegos se encuentran a la fecha vigentes y el AyA deberá aplicarlos, salvo que sobrevenga en el futuro un nuevo ajuste tarifario futuro.”*
- II. Corregir el Por Tanto II de la resolución RE-0027-IA-2021 del 9 de noviembre de 2021, para que se lea correctamente de la siguiente manera: *“II. Aclarar al AyA que, si bien mediante la resolución RE-0005-IA-2019 del 17 de diciembre de 2019, la Intendencia de Agua fijó tarifas para la Protección del Recurso Hídrico y que, producto de ello, se realizaron ajustes en las tarifas de los servicios públicos de acueducto, alcantarillado e hidrantes que suministra el AyA, lo cierto es que, mediante la resolución RE-0006-IA-2020 del 11 de diciembre de 2020 se dejaron sin efecto esos pliegos tarifarios; por lo que debe el AyA seguir aplicando las tarifas establecidas en la resolución RE-0006-IA-2020, hasta tanto se fijen nuevas tarifas por parte de este Ente Regulador”.*
- III. Notificar la presente resolución.

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. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Agua, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, 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.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Marco Vinicio Cordero Arce, Intendente.—1 vez.—(IN2023763062).

JUNTA DIRECTIVA

RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023
ESCAZÚ, A LAS DIECIOCHO HORAS Y ONCE MINUTOS DEL CUATRO DE
MAYO DE DOS MIL VEINTITRÉS

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)

EXPEDIENTE IRM-006-2022

RESULTANDO:

- I. Que el 15 de abril de 2011, mediante la directriz N.º 14-MINAET, publicado en el Alcance Digital N.º 22 de La Gaceta N.º 74, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) emiten la directriz *“Dirigida a los integrantes del subsector electricidad para incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el autoconsumo”*.
- II. Que el 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante el acuerdo 01-19-2014 de la sesión ordinaria 19-2014, celebrada el 31 de marzo de 2014, dictó la Norma técnica para la Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), publicada en el Alcance N.º 12 a La Gaceta N.º 69 del 8 de abril de 2014.
- III. Que el 12 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-018-2015, aprobó la *“Metodología para fijar el precio de liquidación de energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la Norma POASEN”*. Dicha metodología, fue publicada en La Gaceta N.º 43, del 3 de marzo de 2015.

- IV. Que el 26 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución 021-RJD-2015, aprobó la *“Metodología de fijación del precio o cargo por acceso a las redes de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”*. Dicha metodología, fue publicada en el Alcance Digital N°14 a La Gaceta N.º 46, del 6 de marzo del 2015.
- V. Que el 26 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-022-RJD-2015, aprobó la *“Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo, con el sistema eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”*. Dicha metodología, fue publicada en el Alcance Digital N° 14 a La Gaceta N.º 46, del 6 de marzo del 2015.
- VI. Que el 12 de mayo de 2015, la Intendencia de Energía (IE) mediante la resolución RIE-054-2015, fijó los precios de liquidación de la energía entregada al SEN, por parte de las empresas distribuidoras para el año 2015. (Expediente ET-022-2015)
- VII. Que el 15 de mayo de 2015, el ministro de Ambiente y Energía, mediante el oficio N° DM-552-2015, realizó consulta a la Procuraduría General de la República (PGR) sobre el tema de generación distribuida para autoconsumo. Esta consulta fue ampliada mediante oficio N° DM-489-2015, del 1 de junio de 2015.
- VIII. Que el 29 de mayo de 2015, la IE mediante la resolución RIE-058-2015, resolvió fijar las tarifas por concepto de acceso a la red de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo, que se integren a la Sistema Eléctrico Nacional (SEN). (Expediente ET-023-2015)
- IX. Que el 29 de mayo de 2015, la IE mediante la resolución RIE-059-2015, resolvió fijar los cargos por interconexión para generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren a la Sistema Eléctrico Nacional, (SEN) aplicable a todas las empresas distribuidoras según el tipo de medidor. (Expediente ET-024-2015)
- X. Que el 4 de junio de 2015, la Junta Directiva mediante el acuerdo 04-24-2015 de la sesión 24-2015, realizó una modificación de la normativa técnica para la Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN).
- XI. Que el 25 de junio de 2015, la PGR mediante el dictamen C-165-2015, brindó su criterio en relación con la generación distribuida su regulación y necesidad de concesión, ante la consulta realizada por el Ministerio de Ambiente y Energía en el oficio N° DM-552-2015 del 15 de mayo de 2015.

- XII.** Que el 8 de octubre de 2015, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), mediante el Decreto N° 39220-MINAE, publicado en La Gaceta N.º 186 del 8 de octubre de 2015, decretaron el *“Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla”*.
- XIII.** Que el 15 de octubre de 2015, se publicó en La Gaceta N° 200 el Decreto Ejecutivo N° 39219-MINAE, el cual declaró de interés público y con rango de Política Pública Sectorial, la ejecución de las acciones establecidas en el *“VII Plan Nacional de Energía 2015-2030”*.
- XIV.** Que el 18 de febrero de 2016, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-30-2016 publicada en La Gaceta N.º 69 del 23 de febrero de 2016, aprobó los ajustes a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la generación distribuida para autoconsumo, incluyendo la aprobación de la *“Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor”* y la derogación de la resolución RJD-021-2015, correspondiente a la *“Metodología de Fijación del Precio o Cargo por Acceso a las Redes de Distribución de Generadores a Pequeña Escala para Autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”*.
- XV.** Que el 18 de marzo de 2016, la IE mediante la resolución RIE-036-2016, publicada en el Alcance Digital N.º 46 de La Gaceta N.º 61 del 30 de marzo de 2016, aplicó por primera vez la *“Metodología Fijación de tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor”*.
- XVI.** Que el 19 de noviembre de 2018, el Regulador General mediante el oficio OF-1028-RG-2018, solicitó la integración de la fuerza de tarea para el análisis del marco regulatorio aplicable a generación distribuida e identificación de oportunidades de mejora.
- XVII.** Que el 16 de enero de 2019, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (DGCDR) mediante el oficio OF-0014-CDR-2019, solicitó la apertura de expediente (PIRM) para trámite del *“Análisis de oportunidades de mejora regulatoria relacionados con los recursos distribuidos”*, el número de expediente asignado para uso interno es PIRM-001-2019. (Folio 1, expediente PIRM-001-2019)
- XVIII.** Que el 8 de febrero de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0040-CDR-2019, solicitó a las empresas distribuidoras la información de fechas de contrato de los generadores distribuidos. (Folio 55, expediente PIRM-001-2019)
- XIX.** Que el 11 de febrero de 2019, el Regulador General mediante el oficio OF-0110-RG-2019, solicitó una propuesta que se centre en la identificación de oportunidades de mejora del marco legal y regulatorio aplicable a generación

distribuida, y proponer las modificaciones que se consideren necesarias para la apropiada integración de los recursos distribuidos al SEN. (Folio 45, expediente PIRM-001-2019)

- XX.** Que el 1 de marzo de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0085-CDR-2019, nombró la fuerza de tarea encargada de desarrollar la propuesta solicitada por el Regulador General, mediante el oficio OF-0110-RG-2019. (Folio 44, expediente PIRM-001-2019)
- XXI.** Que el 20 de mayo de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0243-CDR-2019, inició el proceso de trámite para la contratación número de procedimiento 2019LA-000011-0008300001, con el fin de determinar los criterios técnicos y posibles métodos de cálculo para definir los cargos por acceso y disponibilidad del abonado-productor a la red de distribución y los límites para la integración de la generación distribuida al sistema eléctrico nacional.
- XXII.** Que el 24 de mayo de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0262-CDR-2019, remitió la respuesta al oficio OF-0110-RG-2019, en este documento se adjunta un informe con un conjunto de propuestas concretas en temas específicos del quehacer regulatorio. (Folio 75, expediente PIRM-001-2019)
- XXIII.** Que el 22 de julio de 2019, la Contraloría General de la República (CGR) mediante el oficio DFOE-AE-0344, remitió el Informe N° DFOE-AE-IF-00008-2019, Auditoría operativa coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico. En el cual se indica *“A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO 4.8. Desarrollar una solución integral que asegure la correcta asignación de los costos, de acuerdo con los diferentes usos y requerimientos que tienen los usuarios del servicio eléctrico, en las tarifas de uso de la red para la generación distribuida, de conformidad con los artículos 5 y 31 de la Ley N° 7593 y el 39 del Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE. Remitir a la Contraloría General un informe de avance cada seis meses iniciando el 30 de enero de 2020 y la resolución en la que se apruebe la solución integral, a más tardar el 31 de julio de 2022.”* (Folios 13-40, expediente OT-695-2019)
- XXIV.** Que el 2 de marzo de 2020, mediante el oficio OF-0072-CDR-2020, se remitió al equipo consultor de la Universidad Pontificia Comillas, la orden de inicio de ejecución de la contratación 2019LA-000011-0008300001, cuyo principal objetivo consiste en determinar los criterios técnicos y posibles métodos de cálculo para definir los cargos por acceso y disponibilidad del abonado-productor a la red de distribución. (Folio 415, expediente PIRM-005-2021)

- XXV.** Que el 18 de setiembre de 2020, mediante el entregable N° 10, el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, de España, consultores a cargo de la contratación 2019LA-000011-0008300001, entregó el informe final del estudio realizado. (Folios 416-683, expediente PIRM-005-2021)
- XXVI.** Que el 2 de noviembre de 2020, la DGCDR mediante el oficio OF-0615-CDR-2020, propuso al Regulador General la integración de la fuerza de tarea para atender las recomendaciones de la CGR señaladas en el oficio DFOE-AE-IF-00008-2019, sobre la auditoría de energías renovables en el sector eléctrico (generación distribuida) y atención de posibles cambios en la regulación de esta actividad. (Folios 412-413, expediente PIRM-005-2021)
- XXVII.** Que el 10 de noviembre de 2020, el Regulador General mediante el Memorando ME-1704-RG-2020 aprobó la conformación de la fuerza de tarea, según los oficios OF-594-CDR-2020, OF-595-CDR-2020 y OF-615-CDR-2020 (Folio 46, expediente PIRM-005-2021)
- XXVIII.** Que el 13 de enero de 2021, el Regulador General mediante el oficio OF-0021-RG-2021, dirigido a las empresas distribuidoras de electricidad, solicitó información necesaria para el desarrollo de las metodologías. (Folios 47-49, expediente PIRM-005-2021)
- XXIX.** Que el 14 de enero de 2021, la Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), mediante los oficios GG-035-2021 y OPER-060-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 50-51, expediente PIRM-005-2021)
- XXX.** Que el 25 de enero de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (Coopeguanacaste) mediante el oficio COOPEGTE GG26, remitió respuesta sobre la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 55-56, expediente PIRM-005-2021)
- XXXI.** Que el 26 de enero de 2021, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) mediante el oficio 1001-11-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 57-59, expediente PIRM-005-2021)
- XXXII.** Que el 27 de enero de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (Coopesantos) mediante el oficio CSGG-015-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 60-61, expediente PIRM-005-2021)
- XXXIII.** Que el 27 de enero de 2021, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), mediante el oficio GD-ESPH/GER-049-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folio 62, expediente PIRM-005-2021)

- XXXIV.** Que el 27 de enero de 2021, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) mediante el oficio 2001-0097-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 63-65 expediente PIRM-005-2021)
- XXXV.** Que el 11 de febrero de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca), mediante el oficio GG-044-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 66-68, expediente PIRM-005-2021)
- XXXVI.** Que el 12 de febrero de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (Coopealfaroruiz) mediante el oficio GG-008-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 69-70, expediente PIRM-005-2021)
- XXXVII.** Que el 20 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0099-CDR-2021, dirigido a Coopealfaroruiz, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 6-7, expediente PIRM-005-2021)
- XXXVIII.** Que el 20 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0100-CDR-2021, dirigido a Coopelesca, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 3-4, expediente PIRM-005-2021)
- XXXIX.** Que el 20 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0101-CDR-2021, dirigido a Coopesantos, solicitó información específica, para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 9 -10, expediente PIRM-005-2021)
- XL.** Que el 20 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0102-CDR-2021, dirigido a la ESPH, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 12-13, expediente PIRM-005-2021)
- XLI.** Que el 26 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0113-CDR-2021, dirigido a Coopeguanacaste, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 15-16, expediente PIRM-005-2021)
- XLII.** Que el 26 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0116-CDR-2021, dirigido a la JASEC, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 18-19, expediente PIRM-005-2021)
- XLIII.** Que el 27 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0117-CDR-2021, dirigido al ICE, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 21-22, expediente PIRM-005-2021)

- XLIV.** Que el 30 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0120-CDR-2021, dirigido a la CNFL, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 24-25, expediente PIRM-005-2021)
- XLV.** Que el 13 de mayo de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0131-CDR-2021, informó al Regulador General sobre confirmación y ajuste de fuerzas de trabajo, proponiendo como integrantes de la “*Metodología tarifaria para peajes de distribución y generación distribuida*” a Tony Méndez Parrales como coordinador, y en calidad de integrantes a: Ariel Solórzano Gutiérrez, Edwin Canessa Aguilar, Edgar Cubero Castro, Edwin Espinoza Mekbel, Álvaro Barrantes Chaves, Allan Quesada Rojas y Luis Miguel Alfaro Paniagua. (Folios 71-78, expediente PIRM-005-2021)
- XLVI.** Que el 17 de mayo de 2021, el Regulador General mediante el oficio OF-0302-RG-2021, otorgó visto bueno a la integración de las fuerzas de tarea de acuerdo con el detalle del oficio OF-0131-CDR-2021. (Folio 79, expediente PIRM-005-2021)
- XLVII.** Que el 21 de mayo de 2021, el ICE mediante el oficio 5500-0755-2021, remitió la información de curvas de carga de usuarios con generación distribuida correspondiente al mes de abril. (Folio 80, expediente PIRM-005-2021)
- XLVIII.** Que el 25 de mayo de 2021, Coopealfaroruz mediante el oficio COOPEALFARO-GG026-2021, remitió la información de curvas de carga de usuarios con generación distribuida correspondiente al mes de abril de 2021. (Folio 81, expediente PIRM-005-2021)
- XLIX.** Que el 20 de agosto de 2021, mediante el informe IN-0023-CDR-2021, se remitió al director de la DGCDR el informe preliminar de la propuesta conceptual de “*Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del productor-consumidor*”, de acuerdo con el procedimiento vigente para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos DR-PO-03. (Folio 84, expediente PIRM-005-2021)
- L.** Que el 23 de agosto de 2021, mediante el oficio OF-0215-CDR-2021, se remitió a la IE el informe preliminar de la propuesta conceptual de “*Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del productor-consumidor*” y se convocó al equipo técnico de dicha Intendencia, a la sesión de análisis el 24 de agosto de 2021. (Folio 83, expediente PIRM-005-2021)

- LI.** Que el 24 de agosto de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0217-CDR-2021, solicitó a las empresas distribuidoras información de costos de interconexión para generadores distribuidos. (Folio 97, expediente PIRM-004-2021)
- LII.** Que el 15 de setiembre de 2021, mediante el oficio OF-0693-IE-2021, la IE remitió a la fuerza de tarea las observaciones al informe IN-0023-CDR-2021 Informe preliminar de la propuesta conceptual de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folio 210, expediente PIRM-005-2021)
- LIII.** Que el 17 de setiembre de 2021, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH) mediante correo electrónico, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 225, expediente PIRM-004-2021)
- LIV.** Que el 17 de setiembre de 2021, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), mediante el oficio 0510-989-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 108, expediente PIRM-004-2021)
- LV.** Que el 20 de setiembre de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (Coopeguanacaste), mediante el oficio COOPEGTE GG255, remitió respuesta sobre la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 111, expediente PIRM-004-2021)
- LVI.** Que el 23 de setiembre de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (Coopesantos) mediante el oficio CSGG-255-09-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 112, expediente PIRM-004-2021)
- LVII.** Que el 29 de setiembre de 2021, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), mediante el oficio OPER-213-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folios 219, expediente PIRM-004-2021)
- LVIII.** Que el 30 de setiembre de 2021, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) mediante el oficio 2001-1067-2021, remitió la información solicitada con el oficio en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 113, expediente PIRM-004-2021)
- LIX.** Que el 15 de octubre de 2021, en el Alcance N.º 209 a La Gaceta N.º 199, se publicó la resolución RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021, mediante la cual la Junta Directiva de Aresop aprobó la *“Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”*, la cual se basa en 5 pilares fundamentales: (a) regulación con enfoque de derechos; (b) regulación para la calidad de los servicios públicos; (c) regulación que promueva la eficiencia; (d) regulación con propósito; (e) regulación comprometida con el desarrollo sostenible; y (f) regulación independiente y coordinada con el entorno.

- LX.** Que el 19 de octubre de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca), mediante el oficio Coopelesca-GG-572-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folios 220, expediente PIRM-004-2021)
- LXI.** Que el 22 de octubre de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0287-CDR-2021, solicitó a las empresas distribuidoras ampliación de información de los costos de interconexión para generadores distribuidos. (Folio 116, expediente PIRM-004-2021)
- LXII.** Que el 1 de noviembre de 2021, JASEC mediante el oficio OPER-255-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 116 a 118, expediente PIRM-004-2021)
- LXIII.** Que el 5 de noviembre de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (Coopealfaroruz) mediante el oficio COOPEALFARORUIZ-GG0075-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folios 226, expediente PIRM-004-2021)
- LXIV.** Que el 5 de noviembre de 2021, el ICE mediante el oficio 0510-1236-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 221, expediente PIRM-004-2021)
- LXV.** Que el 5 de noviembre de 2021, Coopesantos mediante el oficio CSGG-290-11-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 222, expediente PIRM-004-2021)
- LXVI.** Que el 5 de noviembre de 2021, la CNFL mediante el oficio 2001-1277-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 223, expediente PIRM-004-2021)
- LXVII.** Que el 8 de noviembre de 2021, Coopeguanacaste mediante el oficio COOPEGTE GG310, remitió respuesta sobre la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 224, expediente PIRM-004-2021)
- LXVIII.** Que el 10 de noviembre de 2021, Coopelesca, mediante el oficio Coopelesca-GG-618-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 120, expediente PIRM-004-2021)
- LXIX.** Que el 11 de noviembre de 2021, la ESPH, mediante el oficio GER-727-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 229, expediente PIRM-004-2021)
- LXX.** Que el 07 de diciembre de 2021, el Regulador General mediante el oficio OF-0913-RG-2021, remite el detalle de confirmación y ajuste de la Fuerza de tarea encargado de desarrollar los instrumentos regulatorios requeridos a la luz del proyecto Ley N.º 22009. (Folio 11, expediente PIRM-006-2022)

- LXXI.** Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance Digital N°3 a la Gaceta N° 3 la Ley N°. 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
- LXXII.** Que el 3 de febrero de 2022, mediante el oficio OF-0019-CDR-2022, el director general del CDR, remitió al Regulador General para su valoración y aprobación el informe técnico IN-0003-CDR-2022, con la propuesta conceptual de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folio 213, expediente PIRM-005-2021)
- LXXIII.** Que el 7 de marzo de 2022, mediante el oficio OF-0139-RG-2022 el Regulador General dio el aval a la propuesta conceptual de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios 217, expediente PIRM-004-2021 y folio 304 expediente PIRM-005-2021)
- LXXIV.** Que el 10 de marzo de 2022, mediante el oficio OF-0057-CDR-2022 la DGCDR remitió a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) y a la IE el informe IN-0012-CDR-2022 Informe técnico de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*, para la respectiva valoración y observaciones. (Folios 105 al 107, expediente PIRM-005-2021)
- LXXV.** Que el 16 de marzo de 2022, mediante el oficio OF-0523-DGAU-2022, la DGAU remitió las observaciones del Informe técnico de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folio 306, expediente PIRM-005-2021)
- LXXVI.** Que el 3 de mayo de 2022, mediante correo electrónico, la IE remitió las observaciones del Informe técnico de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folio 209, expediente PIRM-005-2021)
- LXXVII.** Que el 01 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0178-CDR-2022, se remitió a la IE el informe preliminar de la propuesta conceptual de *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folios 5 al 06, expediente PIRM-005-2022)
- LXXVIII.** Que el 14 de junio de 2022, mediante el acuerdo 06-36-2022, del acta de la sesión ordinaria 36-2022, ratificada el 21 de junio de 2022, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad de los votos de las personas miembros presentes: *“Ordenar a la Administración, que someta al procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593, la Propuesta de “Metodología tarifaria*

de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido(...)”, remitida por la DGCDR, mediante el oficio OF-179-CDR-2022, del 6 de junio 2022.

- LXXIX.** Que el 17 de junio de 2022, la IE mediante correo electrónico remitió a la fuerza de tarea las observaciones al informe IN-0029-CDR-2022 Informe preliminar de la propuesta conceptual de *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 4, expediente PIRM-005-2022)
- LXXX.** Que el 24 de junio de 2022, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el oficio OF-0448-SJD-2022 le comunicó, al DGCDR, DGAU y Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo 06-36-2022 a fin de que se realizara la convocatoria de una audiencia pública, para someter la propuesta ajustada de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios del 2 al 105 del expediente IRM-004-2022)
- LXXXI.** Que el 29 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0208-CDR-2022, el director general del CDR, remitió a la Reguladora General Adjunta para su valoración y aprobación el informe técnico IN-0037-CDR-2022 con la propuesta conceptual de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 99, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXII.** Que el 29 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0328-RGA-2022 la Reguladora General Adjunta dio el aval a la propuesta conceptual de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 486, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXIII.** Que el 30 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0211-CDR-2022, la DGCDR remitió a la Reguladora General Adjunta, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el Informe Final IN-0038-CDR-2022 de la Propuesta de la *“Metodología tarifaria para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”*, junto con sus anexos, y el proyecto de resolución de la Junta Directiva correspondiente, para su respectivo trámite. (Folio 278, expediente PIRM-004-2021)
- LXXXIV.** Que el 30 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0331-RGA-2022, la Reguladora General Adjunta remitió a la Junta Directiva el oficio OF-0211-CDR-2022 y sus anexos, para conocimiento de la Propuesta de *“Metodología tarifaria para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”*. (Folio 4, expediente IRM-006-2022)

- LXXXV.** Que el 7 de julio de 2022, mediante el oficio OF-0221-CDR-2022 la DGCDR remitió a la DGAU y a la IE el informe IN-0039-CDR-2022 Informe técnico de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”* para la respectiva valoración y observaciones. (Folios 414 al 416, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXVI.** Que el 14 de julio de 2022, se realizó la sesión explicativa de la propuesta de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*.
- LXXXVII.** Que el 15 de julio de 2022, mediante el oficio OF-1463-DGAU-2022 la DGAU remitió las observaciones del Informe técnico de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folios 488 al 491, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXVIII.** Que el 15 de julio de 2022, mediante correo electrónico la IE remitió las observaciones del Informe técnico de *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 333, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXIX.** Que el 05 de agosto de 2022, mediante el oficio OF-0256-CDR-2022, la DGCDR remitió a la Reguladora General Adjunta, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el IN-0041-CDR-2022 con el Informe final de la Propuesta de *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*, junto con sus anexos, y el proyecto de resolución de la Junta Directiva correspondiente, para su respectivo trámite. (Folio 260, expediente PIRM-005-2022)
- XC.** Que el 05 de agosto de 2022, mediante el oficio OF-0556-RGA-2022, la Reguladora General Adjunta remitió a la Junta Directiva el oficio OF-0256-CDR-2022 y sus anexos, , para su conocimiento, respecto a la propuesta de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 483, expediente IRM-006-2022)
- XCI.** Que el 8 de agosto de 2022, se realizó la audiencia pública de la propuesta de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”* según consta en el acta de la audiencia pública AC-0373-DGAU-2022. (Folios del 276 al 297 del expediente IRM-004-2022)

- XCII.** Que el 12 de agosto de 2022, la DGAU, mediante el oficio IN-0591-DGAU-2022, se emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la audiencia pública celebrada el 8 de agosto de 2022, respecto de la propuesta ajustada de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios 298 al 299 del expediente IRM-004-2022)
- XCIII.** Que el 15 de setiembre de 2022, la fuerza de tarea designada, mediante el Informe IN-0051-CDR-2022, remitió al director del CDR el Informe de análisis de oposiciones y coadyuvancias de la propuesta de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios 304 al 454, expediente IRM-004-2022)
- XCIV.** Que el 16 de setiembre de 2022, la fuerza de tarea designada, mediante el Informe IN-00052-CDR-2022, recomendó, entre otras cosas, aprobar la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios 455 al 556, expediente IRM-004-2022)
- XCIV.** Que el 20 de setiembre de 2022, la DGCDR, mediante el oficio OF-0317-CDR-2022, remitió a la Reguladora General Adjunta en su condición de presidenta de la Junta Directiva, el Informe técnico de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”*, así como el *“Informe de respuesta a posiciones”*. (Folios 301-302, expediente IRM-004-2022)
- XCVI.** Que el 23 de setiembre de 2022, la SJD, mediante el memorando ME-0178-SJD-2022, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), los informes remitidos por la DGCDR mediante el oficio OF-0317-CDR-2022, para su respectivo análisis post audiencia pública. (Folio 556, expediente IRM-004-2022)
- XCVII.** Que el 05 de octubre de 2022, en cumplimiento de lo solicitado por la Reguladora General Adjunta mediante el oficio OF-0550-RGA-2022 y de acuerdo con lo especificado por el director general del CDR en el oficio OF-0253-CDR-2022, la fuerza de tarea remitió el informe IN-0059-CDR-2022 *“Análisis del Canon Relacionado con la Regulación de los recursos energéticos distribuidos en el marco de la Ley”*. (Folio 272, expediente PIRM-006-2022)
- XCVIII.** Que el 06 de octubre de 2022, mediante el oficio OF-0335-CDR-2022, se procedió con la solicitud de apertura del expediente preliminar PIRM-006-2022, relacionado con el desarrollo de una propuesta de metodología tarifaria para el

reconocimiento de los costos e inversiones en las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sistema eléctrico nacional (Ley N.º 10086). (Folio 1, expediente PIRM-006-2022)

- XCIX.** Que el 14 de octubre de 2022, la DGAJR, mediante el oficio OF-0762-DGAJR-2022, emitió el análisis post audiencia pública de la propuesta de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”*. (Folios 557 al 571, Expediente IRM-004-2022)
- C.** Que el 17 de octubre de 2022, mediante el oficio OF-0347-2022, la Fuerza de Tarea encargada del desarrollo de la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”* solicitó al Director General del CDR tramitar la autorización para prescindir de algunas etapas y actividades del DR-PO-03 *“Procedimiento para desarrollar y modificar metodologías tarifarias y reglamentos técnicos”*, para el trámite de la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley 10086)”*. (Folios 16 al 19, expediente PIRM-006-2022)
- CI.** Que el 17 de octubre de 2022, mediante el oficio OF-0348-CDR-2022, el director general del CDR, le remitió al Regulador General el citado oficio OF-0347-2022 recomendando prescindir de las algunas etapas del DR-PO-03. (Folio 13 al 14, expediente PIRM-006-2022)
- CII.** Que el 25 de octubre de 2022, mediante la resolución RE-0483-RG-2022, el Regulador General resolvió *“Prescindir, de conformidad con lo establecido en el Procedimiento “DR-PO-03, Procedimiento para desarrollar y modificar metodologías tarifarias y reglamentos técnicos” y por motivos de conveniencia, oportunidad y urgencia, de las actividades 4 a 11 de la etapa 7.1 “Propuesta conceptual” del DR-PO-03, dentro del desarrollo de la propuesta de “Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sistema eléctrico nacional (Ley No. 10086)”, que se tramita en el expediente PIRM-006-2022; para que se continúe con las actividades de la etapa 7.2 y siguientes de dicho procedimiento, según corresponda”*.
- CIII.** Que el 1 de noviembre de 2022, mediante el informe IN-0067-CDR-2022 la Fuerza de Tarea, remitió al director de la DGCDR el informe técnico preliminar de la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”* de acuerdo con el procedimiento vigente para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos DR-PO-03. (Folios 30 al 114, expediente PIRM-006-2022)

- CIV.** Que el 1 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-0367-CDR-2022, la DGCDR remitió a la DGAU, al Consejero del Usuario y a la IE el informe IN-0067-CDR-2022, informe técnico preliminar de la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”* para la respectiva valoración y observaciones. (Folios 115 y 116, expediente PIRM-006-2022)
- CV.** Que el 3 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-2282-DGAU-2022, la DGAU indicó que no tiene observaciones a la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”*. (Folio 202, expediente PIRM-006-2022)
- CVI.** Que el 10 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-0938-IE-2022, la IE indicó que no tiene observaciones a la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”*. (Folio 204, expediente PIRM-006-2022)
- CVII.** Que el 10 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-0386-CDR-2022, la DGCDR remitió a la Regulador General, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el Informe Final IN-0071-CDR-2022 con la propuesta de la *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”*, junto con sus anexos, y el correspondiente proyecto de resolución de la Junta Directiva, para su respectivo trámite. (Folios 383-384, expediente IRM-006-2022)
- CVIII.** Que el 15 de noviembre de 2022 mediante el acuerdo 07-84-2022, del acta de la sesión ordinaria 84-2022, la Junta Directiva resolvió, por mayoría, tres votos a uno, y declarado en firme por unanimidad solicitó a la DGCDR que lleve a cabo una integración, en una sola resolución, de las propuestas metodológicas relacionadas con generación distribuida.
- CIX.** Que 16 de noviembre de 2022, mediante oficio OF-0893-SJD-2022, la Secretaría de Junta Directiva comunicó al Regulador General y al DGCDR el acuerdo 07-84-2022, del acta de la sesión ordinaria 84-2022, celebrada el 15 de noviembre de 2022, para su debida atención. (Folio xxx, expediente PIRM-006-2022)

- CX.** Que 23 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-0401-CDR-2022, la DGCDR dio cumplimiento al citado acuerdo 07-84-2022. (Folio xxx, expediente PIRM-006-2022)
- CXI.** Que el 24 de noviembre de 2022, mediante el acuerdo 03-87-2022 del acta de la sesión extraordinaria 87-2022, la Junta Directiva acordó entre otras cosas: “1. *Instruir a la Administración para que aplique el siguiente orden lógico de integración de la Metodología de Generación Distribuida con base en lo que establece la Ley N° 10086, PROMOCIÓN Y REGULACIÓN DE RECURSOS ENERGETICOS DISTRIBUIDOS A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, mediante una resolución que contenga el siguiente contenido y ordenamiento (...).*”.
- CXII.** Que 13 de diciembre de 2022, mediante el oficio OF-0966-SJD-2022, la Secretaría de Junta Directiva comunicó al Regulador General y a la DGCDR el acuerdo 07-92-2022, del acta de la sesión ordinaria 92-2022, celebrada el 13 de noviembre de 2022, mediante el cual se modificó el acuerdo 03-87-2022, en lo relativo al contenido y ordenamiento de la resolución requerido para la integración de la metodología de Generación Distribuida con base en lo que establece la Ley N° 10086, “*Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes de energía renovables.*” (Folios 473 al 475, expediente IRM-006-2022)
- CXIII.** Que 14 de diciembre de 2022, mediante oficio OF-0420-CDR-2022, la DGCDR dio cumplimiento al citado acuerdo 07-92-2022. (Folios 476 al 480, expediente IRM-006-2022)
- CXIV.** Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el acuerdo 02-93-2022, del acta de la sesión extraordinaria 93-2022, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad de los votos de las personas miembros presentes: “*Someter a audiencia pública la propuesta de la metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: A) Capítulo 1: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; B) Capítulo 2: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; C) Capítulo 3: Propuesta de “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”; D) Capítulo 4: Propuesta de “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” conforme a los artículos 9 de la Constitución Política y 36 de la Ley N° 7593*”, con fundamento en los informes técnicos IN-0038-CDR-2022 del 29 de junio de 2022, IN-0041-CDR-2022 del 01 de agosto de 2022, IN-0052-

CDR-2022 del 6 de setiembre de 2022, IN-0071-CDR-2022 del 10 de noviembre de 2022 y los oficios OF-0335-RGA-2022 del 30 de junio de 2022, OF-0556-RGA-2022 del 5 de agosto de 2022, OF-0317-CDR-2022 del 20 de setiembre de 2022 y OF-0386-CDR-2022 del 10 de noviembre de 2022, así como en el acuerdo 07-92-2022 del 13 de diciembre de 2022 y el oficio del CDR OF-0420-CDR-2022 del 14 de diciembre de 2022, acuerda, con carácter de firme dictar la resolución RE-0148-JD-2022.

- CXV.** Que 15 de diciembre de 2022, la Secretaría de Junta Directiva, mediante la resolución RE-0148-JD-2022 y el oficio OF-0975-SJD-2022 le comunicó, a la DGCDR, DGAU y Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo 02-93-2022 a fin de que se realizara la convocatoria de una audiencia pública y apertura de expediente para someter la propuesta de la *“Metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: **A) Capítulo 1:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; **C) Capítulo 3:** Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) Capítulo 4:** Propuesta de “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”.* (Folios 485 al 712, expediente IRM-006-2022)
- CXVI.** Que el 25 de enero de 2023, se realizó la audiencia pública según consta en el acta de la audiencia pública AC-0022-DGAU-2023. (Folios del 778 al 809, expediente IRM-006-2022)
- CXVII.** Que el 1 de febrero de 2023, la DGAU, mediante el oficio IN-0050-DGAU-2023, emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la audiencia pública celebrada el 25 de enero de 2023, respecto de la propuesta *“Metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: **A) Capítulo 1:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; **C) Capítulo 3:** Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) Capítulo 4:** Propuesta de “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”.* (Folios 810 al 812, expediente IRM-006-2022)

- CXVIII.** Que el 1 de febrero de 2023, el Poder Ejecutivo publicó en Alcance No. 17 a La Gaceta No. 18 el Decreto 43879-MINAE “*Reglamento a La Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, No.10086 del siete de enero del 2022*”.
- CXIX.** Que el 21 de marzo de 2023, la fuerza de tarea designada, mediante Informe IN-0009-CDR-2023, emitió el Informe de análisis de oposiciones y coadyuvancias. (Folios 823 al 1016 expediente IRM-006-2022)
- CXX.** Que el 22 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0103-CDR-2023, se remitió al Regulador General en su condición de Presidente de la Junta Directiva, el documento IN-0010-CDR-2023 con el Informe final de la propuesta de “*Metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: **A) Capítulo 1:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; **C) Capítulo 3:** Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) Capítulo 4:** Propuesta de “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”* junto con sus anexos, y el proyecto de resolución de la Junta Directiva correspondiente. (Folios 1241 al 1242, expediente IRM-006-2022)
- CXXI.** Que el 23 de marzo de 2023, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando ME-0050-SJD-2023, le trasladó para su análisis a la DGAJR, el informe de análisis de posiciones, informe técnico final y proyecto de resolución de la propuesta de “*Metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: A) Capítulo 1: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; B) Capítulo 2: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”;* C) Capítulo 3: Propuesta de “*Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora*”; D) Capítulo 4: Propuesta de “*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*”. (Folio 1240, expediente IRM-006-2022)

- CXXII.** Que el 26 de abril de 2023, la DGCDR, mediante el oficio OF-0131-CDR-2023, remitió a la DGAJR el documento referente a la “CORRECCIÓN INFORME IN-0010-CDR-2023, CAPÍTULO 2, SECCIÓN 2.5. DESCRIPCIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO PARA TARIFA DE ACCESO C. DISPOSICIONES GENERALES, PÁRRAFO 5” así como el proyecto de resolución post audiencia ajustado a la corrección señalada. (Folios 1243 al 1244, expediente IRM-006-2022)
- CXXIII.** Que el 27 de abril de 2023, la DGAJR, mediante el oficio OF-0243-DGAJR-2023, emitió criterio respecto al “*Análisis post audiencia pública de la propuesta de la 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*”. (Folios 1245 al 1266, expediente IRM-006-2022)
- CXXIV.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que la Ley 7593, en su artículo 5 inciso a, dispone que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (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 las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- II. Que el artículo 53 inciso n) de la Ley 7593 establece que son deberes y obligaciones de la Junta Directiva (...) “Dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta Ley y las modificaciones de estos”.
- III. Que el artículo 6 de la Ley 10086 dispone que la Aresep, es el ente competente para 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 para fijar las respectivas tarifas.

- IV. Que de acuerdo con el artículo 45 de la Ley 7593 y 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), corresponde a la Junta Directiva dictar y modificar las metodologías regulatorias que se aplican en los diversos sectores regulados bajo su competencia; cumpliendo el procedimiento de audiencia pública establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.
- V. Que de los informes IN-0052-CDR-2022, IN-0038-CDR-2022, IN-0041-CDR-2022, IN-0071-CDR-2022, todos citados, y que sirven de base para la presente resolución, se extrae el marco jurídico que fundamenta todas las propuestas de métodos de cálculo derivados de la Ley N.º 10086, referentes a lo siguiente: 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) El 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), respectivamente.

MARCO LEGAL

La aprobación de una metodología tarifaria como la que se propone debe considerar, entre otras cosas, ajustes en las metodologías tarifarias del sistema de distribución, específicamente en las tarifas que resultan aplicables a los generadores distribuidos en operación con entrega de excedentes o en operación sin entrega de excedentes. El establecimiento de la metodología de fijación de tarifas propuesta en este documento, tienen sustento en las potestades exclusivas y excluyentes que tiene definida por ley la Aresep, que se citan a continuación.

1. Sobre la competencia de la Aresep, para establecer metodologías tarifarias

La Aresep es una institución autónoma con personalidad jurídica y patrimonio propio, que ejerce la regulación de los servicios públicos establecidos en la Ley N.º 7593, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1 de la Ley N.º 7593). Concretamente, esta Ley establece, en su artículo 5.a, que el servicio eléctrico, en todas sus etapas, constituye un servicio público regulado.

El numeral 3.a) de la Ley N.º 7593, define el servicio público, como el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea así calificado por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de dicha ley.

El artículo 4 de la Ley N.º 7593, dispone como objetivos fundamentales de la Aresep, entre otros: "c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley; d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad (...) y (...) f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos."

Lo anterior, es acorde con lo establecido en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, norma que define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, que establece en su artículo 3, entre otras, la calidad de la energía y dispone en sus artículos 16 y 19, que los factores técnicos bajo los cuales se regulará y evaluará la prestación del servicio a los abonados y usuarios serán: a. La calidad del voltaje y frecuencia de la energía servida; b. La continuidad y confiabilidad en el suministro de la energía y c. La calidad y oportunidad de la prestación del servicio.

Tal y como se indicó, la Ley N.º 7593, le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, según dispone el numeral 5. a) de la Ley N.º 7593.

El artículo 6.d) de la Ley N.º 7593, establece como obligación de la Aresep "*(...) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos*", en relación con lo dispuesto en los numerales 3.b); 6.a) y f); 20; 31 al 37 del mismo cuerpo legal, mediante los cuales se fijan los parámetros, criterios y elementos centrales para la fijación de tarifas conforme al principio de servicio al costo, obligación reiterada en el artículo 4.a).2) del Reglamento a la Ley N.º 7593, Decreto 29732-MP.

El artículo 9 de la Ley N.º 7593, dispone que, para ser prestador de los servicios públicos, a que se refiere dicha ley, deberá obtenerse la respectiva concesión o el permiso del ente público competente en la materia, según lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley 7593. Se exceptúan de esta obligación las instituciones y empresas públicas que, por mandato legal, prestan cualquiera de estos servicios. Sin embargo, todos los prestadores estarán sometidos a la Ley N.º 7593 y sus reglamentos.

Asimismo, dispone que ningún prestador de un servicio público de los descritos en el artículo 5 de esta Ley, podrá prestar el servicio, si no cuenta con una tarifa o un precio previamente fijado por la Aresep.

Por otro lado, el artículo 14 de la ley de la Aresep establece que son obligaciones de los prestadores:

“a) Cumplir con las disposiciones que dicte la Autoridad Reguladora en materia de prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en las leyes y los reglamentos respectivos.

b) (...)

c) Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio.

(...)”

En esa línea, le corresponde a la Aresep, velar por el cumplimiento de las normas de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que regula; competencia respecto de la cual, el artículo 5 Ley N.º 7593, remite al artículo 25 ibidem, el cual establece que la Aresep emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.

Normas, que deben concordarse con los artículos 32, 34, 41 y 42 del Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, *“Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos”* los cuales disponen en lo de interés:

“Artículo 32.-Seguimiento técnico y tarifario respecto de las condiciones de la prestación del servicio.

La Autoridad Reguladora dará seguimiento a los diferentes servicios regulados de la industria eléctrica que permita establecer el cumplimiento de las condiciones de prestación del servicio, para ello empleará:

a. La información que se solicita a las empresas reguladas, según el artículo 24 de la Ley N° 7593.

b. Cumplimiento de la normativa vigente.

c. Las disposiciones tarifarias que se suministran en las resoluciones emitidas por el Organismo Regulador.

d. *Los indicadores de servicio al abonado que elabora la misma empresa y aquellos que el Organismo Regulador establezca como de cumplimiento obligatorio.*

e. *Cualquier otra información que a criterio de la Autoridad Reguladora sea necesaria para cumplir con sus funciones."*

"Artículo 34.-Emisión de normas técnicas y económicas.

La Autoridad Reguladora, de conformidad con lo estipulado en la Ley N° 7593 y previa consulta y coordinación con las empresas eléctricas, emitirá las normas bajo las cuales se regulará y evaluará el servicio y que comprende los factores de regulación y evaluación consignados en el artículo 16, de tal manera que se logre el necesario equilibrio entre la oportunidad y posibilidad de las inversiones requeridas por cada empresa eléctrica y la garantía del mejoramiento continuo de los factores de regulación y evaluación." (Subrayado es nuestro).

"Artículo 41.-Responsabilidad de la Autoridad Reguladora.

Como parte de las responsabilidades y potestades que le asigna la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, ésta será responsable de:

a. *Promulgar las normas técnicas y económicas para la debida prestación del servicio.*

b. *Evaluar, regular y fiscalizar la aplicación y el cumplimiento de las normas de este reglamento y de las normas correspondientes.*

c. *Aplicar las sanciones estipuladas en la Ley N° 7593 y su Reglamento."*

"Artículo 42.-Sanciones. Las sanciones a aplicar por el incumplimiento de las normas de este reglamento o de las normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora, se harán de conformidad con lo que dispone la Ley N° 7593 y leyes conexas."

El artículo 29 de la Ley N.º 7593, dispone que: *"la Autoridad Reguladora formulará y promulgará las definiciones, los requisitos y las condiciones a las que se someterán los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos."*

El procedimiento para fijar tarifas está regulado en el artículo 30 de la Ley N.º 7593. A su vez, el artículo 31 de la citada ley, establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o, si esto no fuera posible, la situación particular de cada empresa. Además, dicha norma dispone que la Aresep deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los

prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Aresep considere pertinente.

Así, en el procedimiento tarifario cada petición sobre tarifas y precios deberá estar debidamente justificada, según lo dispone el artículo 33 de la Ley N.º 7593 y regirán las tarifas y precios, que fije la Aresep, a partir del momento de su publicación en el diario oficial La Gaceta o a partir del momento en que lo indique la resolución correspondiente, artículo 34 ibidem.

En esa línea, el artículo 15 del Decreto N.º 29732-MP, Reglamento a la Ley N.º 7593, dispone que, para fijar las tarifas se utilizarán modelos, los cuales deben ser aprobados por la Aresep, de acuerdo con la ley.

El numeral 36 de la Ley N.º 7593, dispone por su parte, el procedimiento de audiencia pública, que deberá seguirse en la formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, así como la formalización y revisión de las normas técnicas, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Dicho numeral, se encuentra reglamentado en los artículos 44 al 56 del Decreto No. 29732-MP, en relación con el numeral 9 de la Constitución Política, de modo que, manifiestan el ejercicio del derecho constitucional de participación ciudadana, el cual ha sido plasmado por la jurisprudencia de la Sala Constitucional, entre otras, en la sentencia N° 7213-2012, al establecer la obligación de la Aresep, de garantizar la participación ciudadana en la formulación de metodologías tarifarias (en igual sentido, ver sentencias N.º 2009- 016649 y N.º 2008-17093).

Asimismo, a partir del artículo 31 de la Ley N.º 7593, concordado con el numeral 6 inciso 16) del RIOF, se desprende que la Junta Directiva de la Aresep, tiene la competencia para aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.

Asimismo, el numeral 9.11 del RIOF, establece como función del Regulador General, designar equipos para la elaboración de propuestas de políticas y la ejecución de proyectos para el diseño de metodología de fijación de tarifas.

Por su parte, el artículo 21.3 del RIOF, establece que le compete a la DGCDR, la *"(...) revisión de la validez y competitividad de los modelos que están siendo aplicados por ARESEP para regular los servicios públicos"*.

De esas normas, se puede extraer, que la Aresep, tiene la competencia exclusiva y excluyente, para la fijación de las tarifas de los servicios públicos regulados en la Ley N.º 7593, competencia que es irrenunciable, intransmisible e imprescriptible, según lo establecido en el numeral 66 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP)

En ese sentido, definir y establecer las metodologías o modelos tarifarios que determinarán las tarifas de los servicios públicos sometidos a su regulación y las normas técnicas que garanticen la correcta prestación de los servicios públicos, forma parte esencial de las competencias conferidas a la Aresep.

Ratificando lo anterior, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, en la sentencia N° 001687-F-S1- 2012, ha señalado con respecto a las potestades de la Aresep, para establecer las metodologías tarifarias, que *"la Autoridad Reguladora se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados (...). Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios"*.

Ahora bien, tal y como se indicó anteriormente, la Aresep, tiene competencias exclusivas y excluyentes para fijar tarifas y establecer las metodologías, y en ese ejercicio debe considerarse lo dispuesto en la Ley N.º 7593 ya analizada.

En este sentido, las tarifas y las metodologías deben ajustarse a la realidad de la prestación del servicio público de que se trate, conforme a criterios fácticos, técnicos, científicos o jurídicos en cumplimiento del interés público, para lo cual, la Aresep ostenta facultades técnicas exclusivas y excluyentes.

Para ejercer estas competencias, la Aresep debe siempre estar ajustada a que todas sus actuaciones deben dictarse apegadas a las reglas unívocas de la ciencia y la técnica, tal y como lo señala el artículo 16 de la LGAP, Ley N.º 6227:

"(...)

Artículo 16.-

1. En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.

2. El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.

(...)"

Conforme a la normativa transcrita es importante tener claridad, que la Autoridad Reguladora debe considerar entonces en el ejercicio de sus funciones, actuar bajo el principio de servicio al costo para fijar tarifas, considerar también, las estructuras productivas modelo para cada servicio público, las reglas unívocas de la ciencia y la técnica, así como concordar con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo sobre los servicios públicos regulados, debiéndose entender el mismo como la forma en que el Estado determina sus objetivos para contribuir con el fortalecimiento de la capacidad del mismo y con ello establecer prioridades, formular metas y asignar recursos, así como dar seguimiento y evaluar las políticas, planes, programas o proyectos que se vayan a ejecutar.

Bajo esta línea, respecto a las competencias exclusivas y excluyentes de la Aresep para la fijación de precios y tarifas, cabe señalar que éstas ya han sido analizadas por la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, mediante la sentencia N.º 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007, que en lo que interesa indicó:

“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley No. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al

*punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.**” (Lo resaltado no es del original).*

De igual forma, la resolución 000600-F-S1-2020 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia del 27 de febrero de 2020, en lo que interesa señaló:

“(...) Así, apuntó el Tribunal, la ARESEP se encuentra facultada para elegir el método técnico para la fijación de un precio que garantice el servicio al costo y el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado, lo anterior en tanto se trata del ejercicio de una potestad discrecional técnica, sin que implique la delegación en otra institución pública el ejercicio de la competencia legal de fijación tarifaria, al amparo del canon 31 de la Ley 7593. (...) Para ello añadió, puede establecer tarifas puntuales o bandas tarifarias, que no son otra cosa que una secuencia posible de tarifas autorizadas. (...) Advirtió el Tribunal, el sistema de bandas tarifarias escogido por ARESEP en las resoluciones 152-2011, 161-2011 y 796-RCR-2012, encuentra sustento en el marco normativo y en los estudios técnicos expuestos en el contenido de las resoluciones indicadas (...)”

Finalmente, la Sala Primera en la sentencia N.º 000506-F-S1-2010, dictada a las 9:45 horas del 30 de abril de 2010, y por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, mediante la sentencia N.º 78-2016-IV, dictada a las 8:20 horas del 7 de setiembre de 2016, la cual estableció en lo de interés:

“(...) En apego a lo anterior, es la ARESEP quien tiene la competencia para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios

públicos que enumera el artículo 5º de la Ley N° 7593, incluyendo la energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, (artículo 5º inciso a) de la Ley N° 7593), para lo cual ostenta facultades técnicas exclusivas y excluyentes. (...)

En criterio de este Tribunal la ARESEP se encuentra facultada para elegir el método técnico para la fijación de un precio que garantice el servicio al costo y el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado. Se trata del ejercicio de una potestad discrecional técnica, sin que implique la delegación en otra institución pública del ejercicio de la competencia legal de fijación tarifaria, al amparo del artículo 31 de la Ley 7593. (...)

De tal manera, la Aresep tiene amplias potestades para establecer y utilizar metodologías que considere convenientes, en tanto se respete el principio el servicio al costo, la razonabilidad, proporcionalidad, las reglas de la ciencia y técnica o de los principios elementales de justicia, lógica o conveniencia y no se atente contra el equilibrio financiero del prestador del servicio público (artículos 119 del Código Procesal Contencioso Administrativo en concordancia con los artículos 15, 16, 158 inciso 4 y 160 de la LGAP).

Aunado a lo anterior, resulta necesario hacer referencia sobre el tema de la discrecionalidad técnica de la Aresep, para elaborar, definir y establecer metodologías tarifarias, y las competencias exclusivas y excluyentes de ésta, entre otras cosas, para determinar las metodologías y modelos tarifarios que le permitan ejercer su función regulatoria, ello de conformidad con los artículos: 4, 5 inciso f); 6, 31, 36 inciso d); 53 inciso n); todos de la Ley N.º 7593, así como el artículo 6 inciso 16) del RIOF. Así las cosas, la discrecionalidad es para elegir en una primera etapa entre uno o varios métodos técnicos que serán los que se aplicarán en un segundo momento después de su formalización, etapa en la que opera una reducción de la discrecionalidad de la Aresep.

En este sentido, la sentencia del Tribunal Contencioso Administrativo, Sección VIII, N.º 75-2010 del 31 de agosto de 2010 (reiterada en el voto de la Sección Segunda de ese Tribunal, N.º 78-2011-II de las 14:10 horas del 25 de agosto de 2011), en lo de interés dispuso:

*“(...) Las potestades que ostenta el ente regulador por disposición de ley, son de carácter exclusivo y por ende excluyente de cualquier otro órgano o ente público. No obstante, la decisión final que adopte ARESEP no es de carácter absolutamente discrecional. Señala la sentencia de comentario que si bien es cierto esa **Autoridad Reguladora cuenta con una potestad discrecional técnica para establecer los modelos de cálculo, conforme al trámite previsto por la ley, no sucede lo mismo en la fijación de las tarifas (...)**”. (El resaltado no es del original).*

Adicionalmente, en el dictamen de la Procuraduría General de la República (PGR), C-023-2017 del 1 de febrero de 2017, se señaló:

“(...) Forma parte de la competencia de la ARESEP tanto la potestad tarifaria como la elaboración, definición y establecimiento de metodologías o modelos tarifarios. (...) la fijación de tarifas es competencia exclusiva y excluyente de la Autoridad Reguladora. (...)”

Por otra parte, el dictamen legal aportado por la Aresep enfatiza que la elaboración, definición y establecimiento de metodologías o modelos tarifarios en los servicios especiales de transporte remunerado de personas compete a dicho Ente. Y en efecto, dicha competencia deriva expresamente de la Ley de la Aresep. Sobre el particular, hemos indicado:

“Ahora bien, no cabe duda que [sic] la definición de metodologías o modelos tarifarios forma parte esencial de la competencia tarifaria conferida a la ARESEP. Y así se desprende de lo dispuesto, entre otros, en los artículos 25, 29, 31 y 36 de la Ley de creación de la ARESEP. - Los numerales indicados, por su orden, disponen: (...)”

Conforme con la normativa transcrita, la ARESEP está legitimada para emitir y publicar los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, contabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos (artículo 25). Además, para formular y promulgar las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos (artículo 29). Y dentro de estas definiciones, indudablemente, están los modelos de ajuste tarifario, que la ARESEP debe elaborar y aplicar en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que considere pertinente (artículo 31, párrafo tercero)”. Dictamen C-416-2014 antes citado.

Procede, entonces, reafirmar que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos es el ente competente para establecer las metodologías o modelos tarifarios que determinarán las tarifas de los servicios públicos sometidos a su potestad, incluidos los servicios especiales. (...)”

e) Regulación que abarca la potestad tarifaria del servicio, por lo que las partes no son libres para determinar cuál es la tarifa aplicable ni establecer el modelo o metodología tarifaria aplicable. (...)

Dictamen, que concuerda con lo analizado por el Tribunal Contencioso Administrativo y la Sala Primera en la sentencia supra citada 000600-F-S1-2020, al revisar la legalidad del ejercicio de la discrecionalidad técnica de la Aresep, dispuso:

“(...) el marco normativo en materia de fijación de precios del servicio público exige que sean revisados y ajustados a la realidad sobre criterios fácticos, científicos o jurídicos en cumplimiento del interés público y en aplicación de los Principios de Inderogabilidad Singular de los Reglamentos e Igualdad, sin que la tarifa fijada y el método de cálculos puedan mantenerse estáticos en el tiempo.”

De tal suerte que, la Aresep al definir, elaborar o modificar una metodología o modelo tarifario con base en sus competencias exclusivas y excluyentes, aplica potestades discrecionales, las cuales consiste en un ámbito de libertad en la toma de una decisión, que le permite al Ente Regulador elegir entre diferentes alternativas sobre criterios o aspectos, que no son necesariamente jurídicos.

Por otra parte, y tal como se indicó en los antecedentes, mediante la resolución RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021 (publicada en el Alcance N.º 209 a La Gaceta N.º 199 del 15 de octubre de 2021), la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *“Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”*.

Esta Política establece expresamente que uno de los principios por los cuales debe regirse la regulación es la eficiencia, indicándose que la Aresep *“Procura la prestación eficiente de los servicios públicos de manera que se traduzca en tarifas justas, que aseguren la asequibilidad a la población y la competitividad del país.”*

Adicionalmente, la Política Regulatoria aprobada por la Junta Directiva establece la *“Regulación que promueva la eficiencia”* como uno de los pilares de la regulación, indicando que:

“(...) se propiciará el desarrollo de instrumentos regulatorios que emitan señales económicas claras para los diferentes tipos de usuarios, que impulsen la eficiencia en la prestación y en el uso de los servicios públicos.

Desde esta perspectiva se comprende el servicio al costo como un principio de la regulación que persigue introducir la eficiencia en la asignación de recursos en la prestación de los servicios públicos regulados. El servicio al costo debe entenderse como un costo eficiente y necesario para la prestación del servicio. Este es el costo que se entiende para el equilibrio financiero en el marco de una industria.”

Adicionalmente, uno de los principios de esta Política es la eficiencia, señalando:

“La eficiencia está al servicio de la eficacia. El principio exige una correcta planificación, la maximización de los recursos disponibles, la racionalidad en la priorización y asignación del gasto y la inversión, la fijación de estándares, la especialización, hacer bien las cosas al menor costo posible. Obliga a examinar la necesidad e idoneidad de los medios: organización, recursos: humanos, materiales, financieros y jurídicos y su gestión, en relación con los fines. Procura la prestación eficiente de los servicios públicos de manera que se traduzca en tarifas justas, que aseguren la asequibilidad a la población y la competitividad del país”.

Además, uno de los pilares de esta Política es que la regulación promueva la eficiencia, definiendo para ello el objetivo específico 3 que indica:

“Desarrollar una regulación que provea las señales necesarias para llevar la prestación de los servicios públicos hacia la senda de la eficiencia, la eficacia, tanto de manera individual, por sector o industria, considerando el principio de servicio al costo eficiente, la aplicación de enfoques regulatorios comparados y ejercicio de un modelo regulatorio oportuno, apoyado en las mejores prácticas y en la articulación de los instrumentos de política”.

2. Sobre la regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, la definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), ente que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE), - (actualmente, rige el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND), a los cuales está sujeta la Aresep, según dispone el artículo 1º párrafo segundo, de la Ley de la Aresep.

Tal y como se indicó en la sección precedente, la labor de regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas está a cargo de la Aresep, según se indicó, en el artículo 5.a) la Ley N.º 7593. La prestación de este servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la Aresep, la fijación de tarifas, ello de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.

En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la Aresep debe realizar su labor también con vista en el "*Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos*", Decreto 29847-MP-MINAE-MEIC, que dispone lo siguiente:

"Artículo 1º. Campo de aplicación. Este Reglamento define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, en condiciones normales de explotación."

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Las condiciones aquí estipuladas pueden ser ampliadas y detalladas parcial o totalmente por los términos del contrato de prestación del servicio, suscrito entre el abonado y la empresa eléctrica, previa autorización de la Autoridad Reguladora, siempre y cuando no se afecten las condiciones del servicio a terceros.

"Artículo 2º. Objeto. El presente Reglamento define y dispone las condiciones generales bajo las cuales se ejercerá la regulación del servicio eléctrico que brindan las empresas a los abonados y usuarios, en las áreas técnicas y económicas."

Asimismo, el "*Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica*" (Decreto 30065-MINAE) establece:

"Artículo 2º- Este Reglamento tiene como objeto establecer los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia de prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley Nº 7593

(...).

Artículo 3º- El MINAE, tramitará todo lo relacionado con el otorgamiento y cancelación de las concesiones de servicio público de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación y distribución y comercialización de energía eléctrica, excepto aquellas solicitudes amparadas a la Ley Nº 7200 y sus reformas, las cuales serán tramitadas por la ARESEP, según lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley Nº 7593."

Ahora bien, el sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

Dependiendo de la etapa en la que se encuentre el servicio de suministro de energía eléctrica, así será la intervención de los diversos participantes del sector y conforme a ello, la Aresep fijará las tarifas respectivas.

Resulta importante mencionar, que la PGR, en el dictamen C-293-2006 del 20 de julio de 2006 reiteró la competencia de la Aresep, para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. Cita en lo de interés:

"(...) El suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización es un servicio público. Debido a esa naturaleza, el inciso a) del artículo 5 de la Ley N° 7593 le otorga competencia a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para fijar los precios y tarifas del suministro de energía eléctrica en esas etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. Como puede observarse, la ley le otorga a la ARESEP la competencia para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, o sea desde su generación hasta su comercialización (...)".

En esa línea, se debe indicar que la generación distribuida en cuanto a la medición neta sencilla fue delimitada por lo establecido en el dictamen de la PGR C-165-2015 del 25 de junio de 2015 y el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, "Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición neta sencilla"; reglamento que fue derogado en su totalidad por el Decreto 43879-MINAE "Reglamento a La Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, N°10086 del siete de enero del 2022", en su artículo 29; publicado por el Poder Ejecutivo en el Alcance N° 17 a la Gaceta N° 18 del 01 de febrero de 2023.

3. Sobre el sustento legal para la regulación de la generación distribuida

3.1. Ley N° 10086 "Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables"

La ley 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 N° 10086, Artículo 1).

En cuanto a su alcance, la Ley N° 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).

Asimismo, se establece en lo conducente en el artículo 6 de la Ley N° 10086 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 N° 10086, dispone que la Aresep ejerza al amparo de sus competencias, la regulación de los servicios de interés general (que así corresponda), 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 N° 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 es la compra-venta de excedentes de energía eléctrica producto de la generación distribuida para autoconsumo, 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 DGAJR de la Aresep mediante el oficio OF-0045-DGAJR-2022 -el cual analizó las implicaciones sobre el pago del canon de regulación a favor de la Aresep-, y de lo cual esta Fuerza de Tarea 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 N° 7593.

Si bien los servicios de interés general, como en el caso que nos ocupa, no necesariamente se encuentran automáticamente regulados por la Aresep, pasan a formar parte de dicho ámbito de regulación (en aplicación de la Ley N° 10086 y N° 7593), en el tanto, efectivamente se encuentran 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 SEN, sea entregando o no excedentes a la red (incisos k y m) del artículo 2 de la Ley N° 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 artículo 11) entre otros la venta de excedentes de energía eléctrica producto de la generación distribuida para autoconsumo, la Ley N° 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 N° 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.

3.2. Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N° 43879-MINAE)

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, derogó el Decreto 39220 aprobado para introducir y regular la generación eléctrica distribuida en Costa Rica.

El Decreto 43879 MINAE se justifica en base a los considerandos que se mantiene en vigencia un plan nacional de descarbonización para sustituir los derivados del petróleo por energía eléctrica, y que los recursos energéticos constituyen factores esenciales y estratégicos para el desarrollo socio económico y sostenible del país, por lo que es indispensable planificar su desarrollo a fin de asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente de electricidad, y de esta forma generar una estrategia de gestión que le permita a los entes del estado relacionados con la actividad energética, la participación y alianza con los sectores de la sociedad, y así, reducir la vulnerabilidad de nuestra economía a factores externos.

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 cuerpo normativo 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.

3.3. Norma Técnica de Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)

La primera versión de esta norma técnica se publicó en el Alcance N.º 12 a La Gaceta N.º 69 del 8 de abril de 2014, cuyo propósito es definir un marco regulatorio que articule el SEN en su totalidad y su última actualización fue realizada por la Junta Directiva mediante resolución RJD-030-2016 publicada en el Alcance N.º 25 a La Gaceta N.º 37 del 23 de febrero de 2016, con el fin de atender lo dictaminado por la PGR en su Dictamen C-165-2015 del 25 de junio de 2015, donde concluyó que la generación distribuida con fuentes renovables para autoconsumo, en su modalidad de neteo simple, no constituye un servicio público, por ser actividad realizada por los abonados a efecto de cubrir sus propias necesidades de energía eléctrica, mediante la aplicación de tecnologías disponibles de generación eléctrica para autoconsumo y que son instaladas por iniciativa propia.

Asimismo, al no haberse promulgado en aquel momento la Ley N.º 10086, la PGR concluyó en entonces que la medición neta completa debía ser considerada dentro de la prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la Ley N. 7200 y la Ley de la Aresep. Por lo que la generación distribuida con venta de excedentes requería concesión de servicio público, conforme lo dispuesto en las citadas Leyes y sus reformas.

Al analizar la última versión vigente de la AR-NT-POASEN, se señala que en lo relativo a Generación Distribuida se contemplan aspectos que regulan la relación empresa distribuidora y productores consumidores y las modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red, así como cumplimiento de normativa técnica en materia de distribución, para que la conexión de estos elementos no vaya a ocasionar afectación al sistema de distribución eléctrica, siendo sujeta de revisión de la normativa técnica vigente a partir de la entrada en vigor de la Ley N.º 10086.

3.4. Norma Técnica de Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM)

Esta norma técnica resulta importante debido a que define entre otros aspectos las condiciones técnicas, comerciales y contractuales entre el abonado productor y la empresa distribuidora. Según esta norma, todo aquel abonado que desee generar su propia electricidad deberá suscribir un contrato con la empresa distribuidora de servicio eléctrico, así lo estipula el capítulo XVI en su artículo 127: *“Cualquier abonado o usuario actual o futuro, puede constituirse como abonado o usuario productor, mediante la firma de un ‘Contrato de interconexión para abonados productores’.*

Es importante destacar que el MINAE, con el objetivo de homologar elementos contractuales entre las partes (abonado productor y empresa distribuidora), definió un contrato tipo para el servicio de interconexión. Esto brinda cierta seguridad al abonado, en el sentido de que los elementos descritos en el contrato son avalados por el ente rector.

Asimismo, el abonado productor deberá cancelar lo correspondiente al costo por acceso e interconexión a la red de distribución, al respecto el artículo 133 dicta: *“El abonado-productor deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica el costo de acceso e interconexión a la red de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora”.*

Además, el abonado productor deberá de cancelar en su facturación los cargos relacionados con el alumbrado público, según se indica en el artículo 135:

“Los productores consumidores pagarán el alumbrado público sobre el total de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.”

En resumen, la norma técnica AR-NT-SUCOM regula elementos técnicos ingenieriles de calidad del suministro eléctrico. Además, establece los aspectos comerciales y contractuales entre los distintos tipos de abonados (incluyendo el abonado productor) con las empresas distribuidoras, para lo cual, asigna todo un capítulo al respecto.

Al igual que la norma AR-NT-POASEN, la AR-NT-SUCOM vigente se encuentra actualmente en un proceso de revisión a partir de la entrada en vigor de la Ley N.º 10086, la cual, como se ha indicado, representa una serie de cambios significativos en el marco legal, económico y técnico de los recursos energéticos distribuidos.

- VI.** Que del informe IN-0038-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta de método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos se basa y fundamenta en lo siguiente:

CAPÍTULO I: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

(...)

4 JUSTIFICACIÓN

La evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional hacen necesaria la revisión periódica y oportuna de la regulación en materia de generación distribuida, tanto en sus aspectos técnico-ingenieriles como en lo que respecta a las señales de precio e impacto de dichos recursos distribuidos sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense; en este aspecto destaca la asignación real de costos de interconexión a la red eléctrica, acceso y cargos de potencia, entre otros, aplicables a los recursos energéticos distribuidos.

Diferentes estudios y diagnósticos, como los realizados por la Universidad de Costa Rica¹(2015), Universidad Pontificia Comillas² (2020) y la firma Deloitte³ (2020), sobre regulación técnica y económica de generación distribuida han evidenciado la necesidad de modificar las metodologías tarifarias actuales relacionadas con la generación distribuida, siendo el objetivo de este informe la determinación de los cargos por interconexión asociados a esta actividad.

4.1 Propuesta de cálculo de la tarifa de interconexión para el productor consumidor

La Autoridad Reguladora en 2015 aprobó un instrumento regulatorio denominado "Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN", aprobado mediante resolución RJD-022-2015, la cual tenía como principal objetivo la estandarización de un procedimiento de cálculo de los cargos de interconexión aplicable a las empresas distribuidoras.

Conforme con dicha metodología, la tarifa de interconexión debe incluir los costos asociados con los siguientes elementos:

- a) Solicitud de conexión.*
- b) Estudio de viabilidad técnica del punto de interconexión (artículo 126 de la norma AR-NT-POASEN) e inspección preliminar.*
- c) Inspección final y puesta en servicio.*

¹ Universidad de Costa Rica, *Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL.*

² Universidad Pontificia Comillas, *Informe final de la contratación servicios profesionales para determinar criterios y métodos cálculo para cargos generación distribuida en Costa Rica. Contratación N° 2019LA-000011-00083-00001 entre la Universidad Pontificia de Comillas y Aresep.*

³ Deloitte, *Apoyo Técnico para el desarrollo del sector eléctrico en Costa Rica: Recomendaciones sobre Regulaciones y Normas Técnicas para Generación Distribuida y Sistemas de Almacenamiento de Energía*

d) *Reinspección (en caso de que la etapa c resulte infructuosa).*

Dicha metodología tarifaria fue derogada mediante la resolución RJD-030-2016 a raíz del criterio de la PGR C-165-2015 y del Decreto Ejecutivo N°39220. A la luz de la Ley N°10086 “Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a Partir de Fuentes Renovables”, así como el comportamiento actual de las empresas distribuidoras respecto al tema de interconexión, la evolución y penetración de la generación distribuida, y en cumplimiento del marco jurídico y reglamentario vigente, se considera necesario el desarrollo de una nueva propuesta de metodología tarifaria para el cálculo de la tarifa o cargos de interconexión a las redes de distribución de electricidad aplicable a los recursos energéticos distribuidos, considerando los mismo elementos con los que había sido planteada en 2015, mediante Resolución RJD-022-2015.

Para ello es necesario realizar el análisis actualizado de los costes de cada una de las partidas incluidas en la metodología del cálculo del cargo por interconexión que planteaba la citada resolución, procurando cumplir con el principio de equidad entre los consumidores, garantizando la no creación de subsidios cruzados entre usuarios que cuenten con recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución y abonados del servicio de suministro de energía eléctrica en la etapa de distribución, lo anterior, en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN.

4.1.1 Experiencia internacional

Como parte de la contratación desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas en 2019 se solicitó un análisis de la experiencia internacional.

A continuación, se presenta un extracto de este análisis donde se aprecia que los cinco países analizados (Colombia, España, Reino Unido, Hawái (Estados Unidos) y Brasil) tienen requerimiento de solicitud de interconexión.

“A continuación, se muestran las tablas resumen para la comparación de los países incluidos en el análisis. La Tabla 3 muestra el marco normativo aplicado en cada país, es decir, la regulación aplicable, los límites individuales de potencia instalada para las actividades de autoconsumo o generación distribuida, si se requiere de una solicitud de interconexión, los medidores requeridos, la responsabilidad de pago de los refuerzos de red necesarios y si se permite el autoconsumo compartido y el autoconsumo virtual.

	Colombia	España	Reino Unido	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG RESOLUCIÓN No. RD 1600/2011 030 DE 2018	RD 244/2019	EREC G98 EREC 99	Rule N.º 14	PRODIST Módulo 3
Límite de potencia instalada	Autoconsumo: 1 MW Generación distribuida: 5 MW	100 kW	3,6/11,04 kW Hasta 50 MW	Sin límite	Micro: 75 kW Mini: 5 MW
Requerimiento de solicitud de interconexión	Sí	Sí, autoconsumo sin excedentes exento	Sí, EREC G98 exento	Sí, instalaciones sin excedentes exento	Sí
Medidor	Bidireccional	Bidireccional o doble medidor	Bidireccional	Generación neta	Bidireccional o doble medidor
Pago de refuerzos	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Micro: exenta Mini: Solicitante
Autoconsumo compartido	No	Hasta 100 kW a 500 m	Sí	Sí, Community solar	Sí
Autoconsumo virtual	No	No	No	No	Sí, pero con intención de revisar

Tabla 3. Comparación Internacional. Marco normativo.”

VII. Que del informe IN-0052-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta de método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido se basa y fundamenta en lo siguiente:

CAPÍTULO II: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO

(...)

1. JUSTIFICACIÓN

4.1 Diagnóstico del servicio regulado

Mediante la Ley N° 10086 se definió la generación distribuida para autoconsumo como el “conjunto de tecnologías o equipos necesarios para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable utilizados por el generador distribuido” (artículo 2 inciso h), donde generador distribuido corresponde a “persona física o jurídica que posea y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, en la modalidad de operación con entrega de excedentes a la red, operación sin entrega de excedentes a la red y operación en isla. A los efectos de la presente ley, los generadores de energía eléctrica autónoma o paralela, al amparo de la Ley 7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, de 28 de setiembre de 1990, no se considerarán generadores distribuidos ni podrán utilizar sus concesiones para tal fin” (artículo 2 inciso i) y donde las fuente de energía renovable se define como “fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural” (artículo 2 inciso g).

Asimismo, es importante tomar en consideración que la Ley N° 10086 define los recursos energéticos distribuidos de la siguiente manera: “Recursos energéticos distribuidos; (DER): son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de exportar potencia eléctrica activa. A los efectos de la presente ley se entienden como DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo; (b) los sistemas de almacenamiento de energía y (c) los vehículos eléctricos, incluyendo los sistemas de interconexión o suplementarios necesarios para cumplir con los requerimientos de la red y su gestión de la demanda” (artículo 2 inciso p).

Con el fin de presentar el comportamiento de la generación distribuida en el país se cuenta con los datos de facturación y generación por usuario con sistemas de generación distribuida y por empresa distribuidora para el periodo comprendido entre enero del 2017 y diciembre del 2020. Es importante indicar que, la Ley N° 10086 fue aprobada en 2022, por tanto, los datos que se presentan a continuación no reflejan las condiciones establecidas en la ley para la generación distribuida.

Cabe señalar que MINAE dispone de un registro de sistemas de generación distribuida para autoconsumo. Al 31 de enero de 2021 se contaba con 2.252 registros, sumando en su conjunto una capacidad instalada de 73.604,79 kW. Es importante contrastar dicho dato con la capacidad instalada a nivel nacional reportada por el Centro Nacional de Control de Energía en su informe anual de 2020, la cual es de 3.537.178,00 kW, por lo que la capacidad instalada de generación distribuida representa un 2,08% de la capacidad instalada de generación a nivel nacional.

De acuerdo con los datos disponibles en la Intendencia de Energía, la generación distribuida experimentó un crecimiento importante entre estos años, durante el 2017 esta actividad representó 0,07% del total de energía consumida en el país, mientras que en 2020 ascendió a 0,61%. Llama la atención que, durante 2020 esta energía llegó a cuadruplicar la totalidad de energía solar generada por empresas distribuidoras a nivel nacional (plantas solares de ICE, Coopelesca y Coopeguanacaste). Cabe señalar que la generación distribuida es predominantemente fotovoltaica, para diciembre 2020 representó un 96,92% del total de generadores distribuidos, asimismo, para el 2020 la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos representó el 85,06% del total de energía generada por este tipo de usuarios.

Según los datos de facturación y generación provistos por cada empresa, en diciembre de 2017 se contabilizaban 674 generadores distribuidos, cifra que a finales de 2020 se elevó a 2.234 (231,5% de crecimiento). En diciembre de 2017 el 61% de los generadores contaban con tarifa “residencial” y el 29% con tarifa “comercial y servicios monómica”; para 2020 el porcentaje de generadores con tarifa “residencial” disminuyó a 48,5% (considerando usuarios con tarifa residencial y residencial horaria).

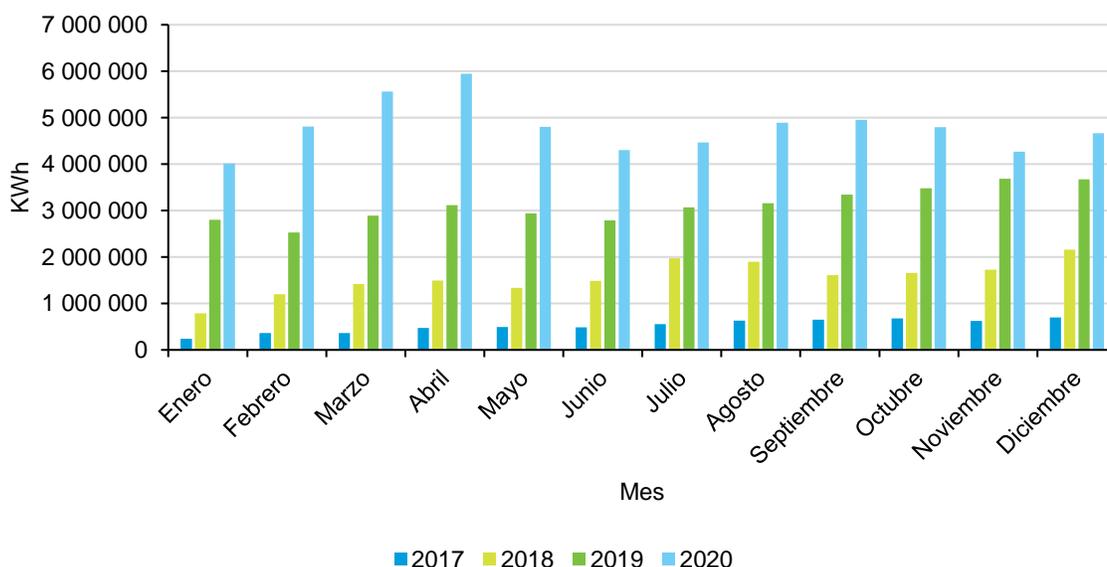
Cuadro 1. Cantidad de generadores distribuidos por año según empresa distribuidora, 2017-2020

Empresa	2017	2018	2019	2020
CNFL	307	476	684	902
Coopealfaroruz	0	4	5	7
Coopeguanacaste	49	105	146	204
Coopesca	15	36	57	68
Coopesantos	9	24	33	41
ESPH	45	69	109	127
ICE	248	462	693	851
JASEC	1	7	24	34
Total	674	1183	1751	2234

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

Adicionalmente, la energía generada por parte de los generadores distribuidos, durante 2020 fue considerablemente mayor en comparación con años anteriores (figura 1), caracterizada por una tendencia creciente cuyo máximo fue alcanzado en el mes de abril. Durante el año 2017 se generó un total de 6,2 GWh; cifra que es nueve veces mayor en 2020 cuando se generó 57,5 GWh.

Figura 1. Energía generada por los generadores distribuidos, por mes y año, 2017-2020



Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

En el cuadro 2 se detalla la distribución porcentual de la energía generada anualmente por empresa y provincia. La participación de la CNFL disminuyó en cerca de cinco puntos porcentuales durante el período analizado y la del ICE en 7,6 puntos porcentuales mientras que ESPH y JASEC experimentaron los incrementos más significativos (6,4 y 3,2 puntos porcentuales, respectivamente). Con respecto a la distribución por provincia, San José y Alajuela concentran más de la mitad de la generación distribuida en el país, llama la atención el caso de la provincia de Limón, pues pasó de generar 0,7% del total en 2017 a 7,1% en 2020.

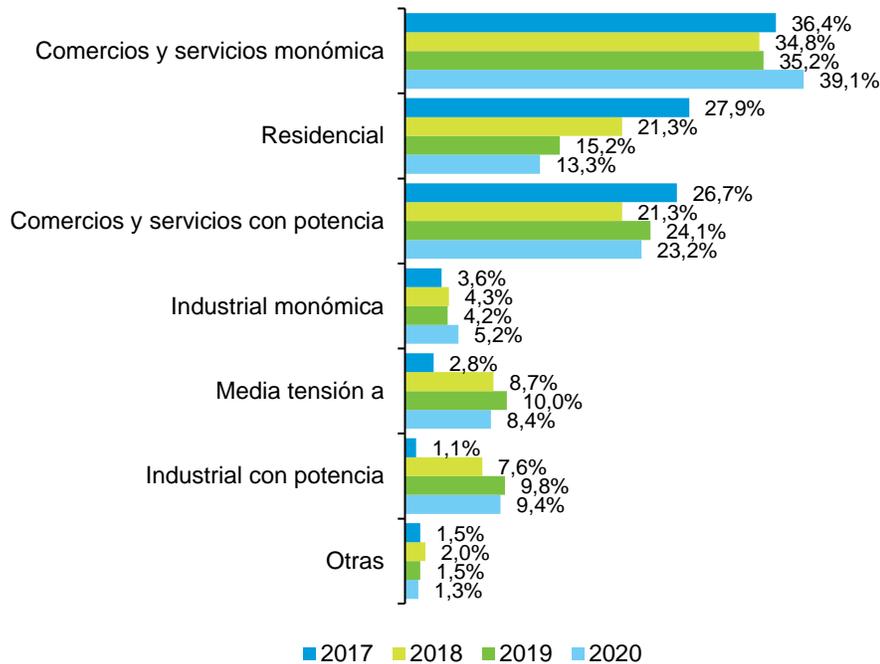
Cuadro 2. Cantidad total de energía generada por año y distribución porcentual según empresa y provincia, 2017-2020

Característica		2017	2018	2019	2020
Total (kWh)		6.255.092	18.738.744	37.469.104	57.483.769
<i>Empresa distribuidora</i>	CNFL	47,6	41,5	39,6	43,1
	Coopealfaroruiz	0,0	0,2	0,1	0,3
	Coopeguanacaste	5,8	8,1	7,1	5,5
	Coopelesca	3,4	4,0	4,3	5,2
	Coopesantos	0,9	4,5	2,6	1,8
	ESPH	2,1	2,7	6,3	8,4
	ICE	40,1	38,5	38,2	32,4
	JASEC	0,1	0,5	1,8	3,3
<i>Provincia</i>	San José	41,0	36,0	34,1	36,9
	Alajuela	29,3	25,1	23,5	19,3
	Cartago	2,1	3,6	6,7	5,2
	Heredia	8,9	9,2	11,9	15,6
	Guanacaste	8,9	12,0	10,4	9,9
	Puntarenas	9,0	7,8	7,0	6,0
	Limón	0,7	6,3	6,3	7,1

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

En la figura 2 se presenta la distribución por tipo de tarifa del total de energía generada anualmente. Más de la tercera parte fue generada por cliente categorizados como “comercios y servicios monómica” (T-COM), seguido de la tarifa “comercios y servicios con potencia” (T-COB) donde se generó alrededor del 23% en 2020 y la de “residencial” con 13,3% respectivamente. Estos dos últimos tipos de servicios muestran un cambio importante pues disminuyó considerablemente su participación a través de los años; mientras que las tarifas “media tensión a” (T-MT) e “industrial con potencia” (T-INB) aumentaron su participación entre 2017 y 2020.

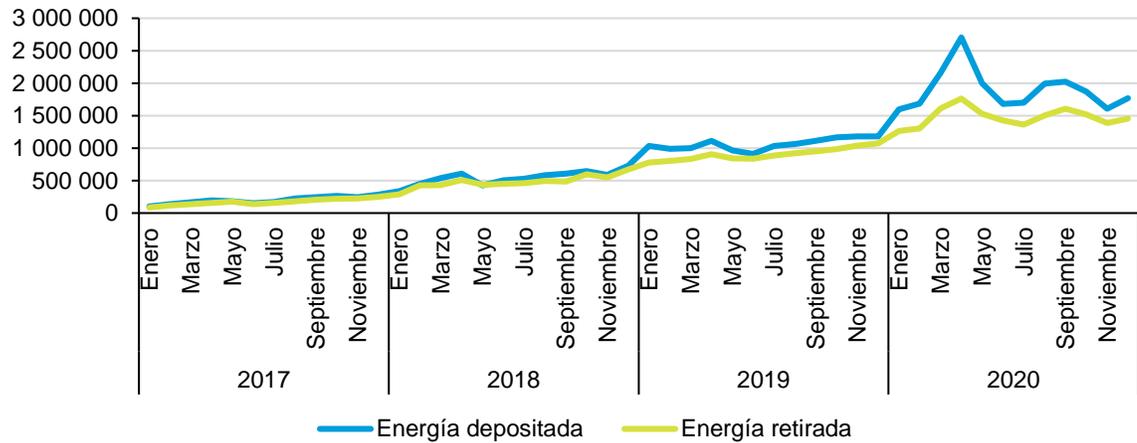
Figura 2. Distribución porcentual de la energía generada por abonados productores por año según tipo de tarifa, 2017-2020



1/ "Residencial" incluye las tarifas: Residencial (T-RE) y Residencial horaria (T-REH).
 2/ "Otras" incluye las tarifas: Preferencial monómica (T-CSM), Preferencial con potencia (T-CS), Promocional monómica (T-PRM) y Promocional con potencia (T-PRB).
 Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021

En el año 2017, el total de abonados productores inyectaron mensualmente en la red alrededor de 200 MWh, mientras que en 2020 esta cifra fue de 1,9 millones de MWh en promedio por mes. En la figura 3 se muestra la energía depositada y retirada de la red, se observa la tendencia al aumento en la energía depositada, congruente con el crecimiento que ha presentado la actividad durante el periodo estudiado, además se observa que casi en todos los meses la energía depositada es mayor a la energía retirada. Cabe señalar que en 2019 y 2020 se han acrecentado las diferencias entre la energía depositada y retirada.

Figura 3. Cantidad de energía depositada y retirada de la red por mes y año, 2017-2020



Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

El porcentaje de energía retirada mensualmente por los generadores distribuidos como parte de la energía depositada ha mantenido un comportamiento relativamente estable a lo largo del período bajo estudio, ronda entre 65% y 103%, situaciones que se presentaron en abril de 2020 (mínimo registrado) y mayo de 2018 (máximo registrado), respectivamente. En promedio, en 2017 los generadores distribuidos retiraron mensualmente el 87% de la energía que depositaron, en 2018 el porcentaje aumentó levemente siendo de 89%, en 2019 fue de 85% y en 2020 se presentó la proporción más baja, siendo de 79%.

La energía depositada en la red mensualmente representa en promedio el 37% de la energía generada por los abonados productores. En el mes de julio de 2018 se presentó la menor proporción de energía depositada en relación con la energía generada y representa 26,8%, mientras que en abril de 2020 en se presenta la mayor (45,5%).

Antes de continuar con el análisis, es importante definir el consumo natural, el cual representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía; se calcula como la energía generada menos la energía depositada más la energía retirada, en términos matemáticos se representa de la siguiente forma:

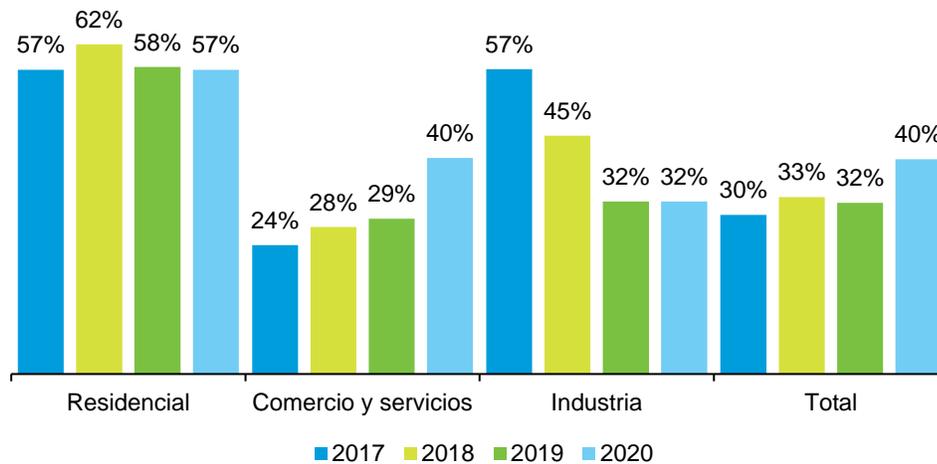
$$CN_{i,t} = EG_{i,t} + ER_{i,t} - EI_{i,t}$$

Donde:

$CN_{i,t}$	=	<i>Es el consumo natural del generador distribuido i en el periodo t.</i>
EG_{it}	=	<i>Es la cantidad de energía generada por el generador distribuido i en el periodo t.</i>
EI_{it}	=	<i>Es la cantidad de energía inyectada o depositada por el generador distribuido i en el periodo t.</i>
ER_{it}	=	<i>Es la cantidad total de energía retirada por el generador distribuido i en el periodo t. (Incluye la energía que se retira por concepto de consumo diferido y la energía que se compra a la empresa distribuidora).</i>

El total de energía generada por los abonados productores en 2017 representó 30% de su consumo natural, este porcentaje aumentó en 2020 y fue de 40%; las mayores diferencias se observan en el sector industrial, donde disminuyó la proporción con respecto al consumo natural, debido al ingreso de empresas con grandes consumos que están incursionando en la generación distribuida. Por su parte, en el sector residencial se observa una tendencia estable en este porcentaje, aunque se están desarrollando proyectos más grandes de autoconsumo. En general se observa que, para el año 2020 las residencias con sistemas de generación distribuida logran cubrir el 57% de su consumo a través de la energía que ellos mismos generan (gráfico 4).

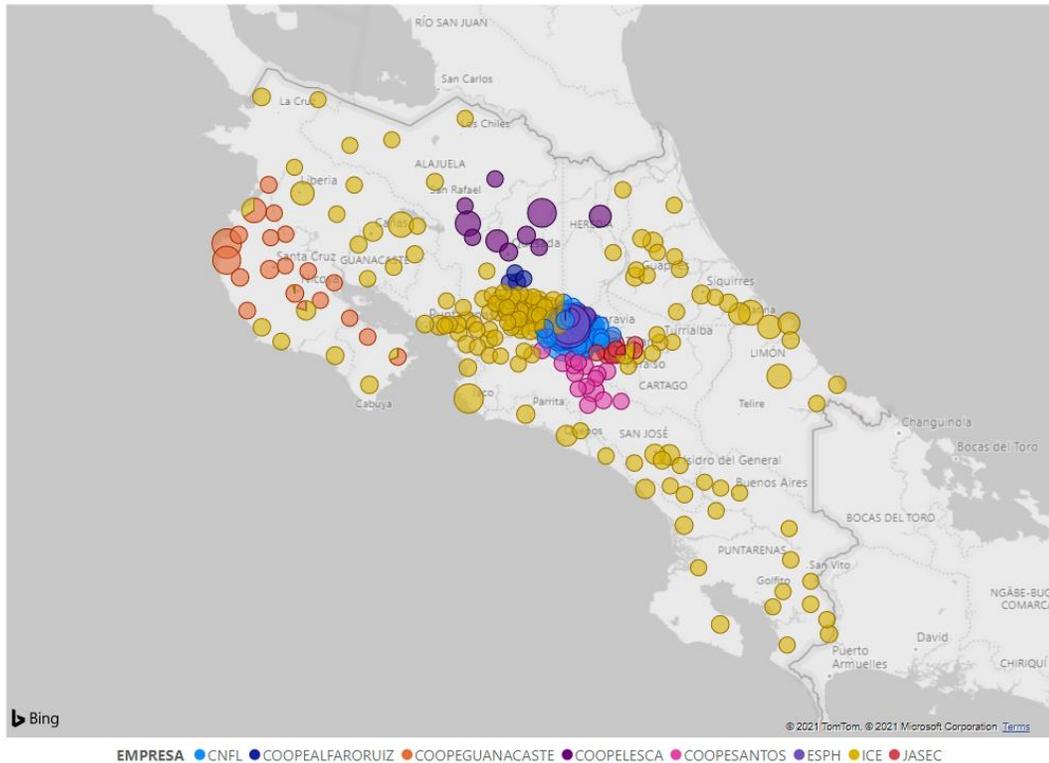
Figura 4. Porcentaje de energía generada como parte del consumo natural por año según categoría tarifaria, 2017-2020



Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

Dada su localización geográfica, Costa Rica presenta un alto potencial solar; la mayor radiación ocurre en la región norte de la vertiente pacífica y la región occidental del país. Por otra parte, los valores mínimos se presentan en la Zona Norte, parte del Pacífico Central, parte del sector Sureste posterior al Valle Central y en la región Caribe Norte (Wright, 2006, pág. 45) y (Castro, 1987); consecuente con estas características es la distribución espacial de los generadores distribuidos en el territorio nacional; en la Figura 1 se observa este comportamiento para diciembre del año 2020, tal que en la provincia de Guanacaste se encontraba el 14% de los generadores distribuidos, que durante ese año produjeron el 10% de la energía generada, mientras que en Limón estaban establecidos el 4% de los abonados productores, que en conjunto generaron 7,1% de la energía de 2020. Para este mismo año, la provincia de San José es la que acumula mayor cantidad de abonados con sistemas de generación distribuida (35%), produciendo alrededor de 37% de la energía.

Figura 5. Ubicación geográfica y energía producida por los generadores distribuidos agregada por distrito según empresa distribuidora, diciembre 2020 (Cifras preliminares)



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

En cuanto a la viabilidad económica de la generación distribuida, en un estudio de (Universidad de Costa Rica 2015) se determinó que la generación distribuida para autoconsumo es más rentable para abonados productores residenciales cuyo consumo mensual se encuentra entre 200 kWh y 1500 kWh, en este caso se amortizaría la inversión en alrededor de diez años. Por otra parte, para abonados productores con consumo mensual inferior a 200 kWh el periodo de amortización de la inversión realizada es de 30 años (suponiendo tarifas y precios del 2015).

En el caso de los abonados productores sujetos a las tarifas industriales y media tensión, se estima en dicho estudio que la recuperación de la inversión se alcanza en alrededor de 15 años para clientes con consumo eléctrico mensual menor a 3000 kWh, lo cual resulta en un incentivo al autoconsumo para estar por debajo del límite de los 3.000 kWh.

Cabe señalar que, según el modelo de asignación de capacidad óptima de generación fotovoltaica (maximiza la rentabilidad del generador) y una probabilidad de instalación para cada cliente de CNFL para la cual se realizó el estudio, la mayor probabilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos se presenta en los cantones con mayor nivel de desarrollo.

La evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional desde 2015 a la fecha hace necesaria la revisión periódica y oportuna de la regulación en materia de generación distribuida, tanto en sus aspectos técnico-ingenieriles como para brindar señales de precio acordes a dicho contexto e impacto de dicho recurso distribuido sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense, y particularmente de la asignación de costos para los abonados productores en materia de interconexión a la red, acceso y cargos de potencia, entre otros.

Es por ello, que diferentes estudios y diagnósticos como los realizados por la Universidad de Costa Rica, Universidad Pontificia Comillas y la empresa Deloitte sobre regulación técnica y económica de generación distribuida han evidenciado la necesidad de modificar las metodologías tarifarias relacionadas con la generación distribuida en este caso particular lo relativo a la modificación de tarifa de acceso y la determinación de la tarifa de interconexión.

4.2 Aspectos teóricos del diseño de tarifas

Tal y como dictamina la Ley N° 7593, dentro de los principios básicos de los mecanismos tarifarios a desarrollar, se debe garantizar el servicio al costo y la determinación eficiente de este costo, lo anterior, es contemplado en la literatura especializada, de un modo más amplio como menciona (Chaves et al, 2020, pág. 65) al indicar: “el objetivo del diseño tarifario no debería ser únicamente asegurar la recuperación de costos, sino también dirigir las acciones de los usuarios a un uso más eficiente del sistema eléctrico”, al respecto dichos autores mencionan que a partir de la revisión de (Burger et al. 2019; OECD 2011; I. Pérez-Arriaga 2016; Rodríguez Ortega et al. 2008), se llega al consenso general de que las tarifas eléctricas deberían contemplar los siguientes principios:

“Eficiencia económica: los bienes o servicios deben ser consumidos por quien más se beneficia de ellos (I. J. Pérez-Arriaga 2013). El objetivo principal de este principio es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del

sistema sino también los costos del sistema a largo plazo. Esta minimización de los costos del sistema se puede lograr enviando señales económicas eficientes a los usuarios del sistema que fomenten el uso eficiente de la red (Batlle 2011).

Una de las principales cuestiones que surgen cuando se mide la eficiencia económica es qué costos deben incluirse en los costos totales del sistema (European Commission 2018). Por ejemplo, un gran despliegue de vehículos eléctricos elevaría los costos del sistema eléctrico, ya que se necesitarían refuerzos de la red. Sin embargo, también disminuiría el número de vehículos impulsados por combustibles fósiles y, por consiguiente, el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂.

Por lo tanto, para calcular con precisión la minimización de los costos totales del sistema, se deberían tener en cuenta los beneficios externos en estos otros sistemas.

Una vez definidos los costos totales del sistema, se pueden establecer los criterios para obtener la **eficiencia económica**:

1. *Minimización de costos del sistema: el objetivo principal del diseño de tarifas es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del sistema sino también los costos del sistema a largo plazo, considerándose las inversiones futuras y los costos asociados.*
2. *Reflectividad de costos: la tarifa eléctrica refleja los costos del suministro de electricidad, reconociendo que estos precios pueden variar según el tiempo, la ubicación y la calidad de suministro (Pollitt 2018). Consideraciones adicionales para asegurar la reflectividad de costos:*
 - *Aditividad de los costos: los consumidores pagan la suma de los costos que su consumo induce a los costos totales del sistema.*
 - *Simetría: el consumo y la inyección en el mismo nodo y al mismo tiempo se pagan/cobran por igual (con signo opuesto).*
 - *Robustez frente a la agregación de consumidores: el importe pagado por la agregación de consumidores es igual a la suma de los pagos de cada consumidor conectado por separado a la red.*
3. *Previsibilidad: En el corto plazo, cuán precisamente los consumidores pueden estimar el monto que pagarán antes de consumir la electricidad. A largo plazo, asegurar la menor incertidumbre regulatoria a los usuarios.*

4. *Neutralidad tecnológica: la tarifa debería ser agnóstica a las actividades particulares para las cuales se utiliza la red o la tecnología utilizada para retirar o inyectar energía en la red (I. J. Pérez-Arriaga 2013).*
5. *Minimización de subsidios cruzados: las acciones de un usuario no deberían tener un impacto negativo en los cargos aplicados a otros usuarios (Burger et al. 2019; Strielkowski, Štreimikienė, and Bilan 2017).*

Equidad: de acuerdo con (I. J. Pérez-Arriaga 2013), una tarifa equitativa no debería proporcionar ninguna ventaja a un determinado usuario frente a otro usuario. Esta definición conlleva muchas implicaciones, de las que las más discutidas son las que en (Burger et al. 2019) se definen como equidad en la asignación, equidad distribucional y equidad transicional.

1. *Equidad en la asignación: usos de red idénticos deberían ser cargados de la misma manera. En cuanto a usos de red idénticos nos referimos a localizaciones y patrones de consumo comparables, sin tener en cuenta la naturaleza del usuario, el uso final de la energía o los dispositivos que se encuentren tras el medidor. A pesar de que la equidad en la asignación se deriva de la definición de equidad, sus implicaciones están completamente alineadas con el principio de eficiencia económica.*
2. *Equidad distribucional: los cargos aplicados a los consumidores deberían ser proporcionales a la capacidad de pago de cada usuario. Esta implicación es especialmente relevante cuando se asignan costos en los que no es posible enviar una señal de eficiencia económica. A su vez, la equidad distribucional normalmente colisiona con el principio de eficiencia económica.*
3. *Equidad de transición: la transición de una tarifa antigua a una nueva debería realizarse de manera gradual y sin cambios abruptos en los cargos.*

Simplicidad: la tarifa debería ser fácil de entender para la gran mayoría de la población a fin de facilitar la comprensión y la aceptación entre los usuarios del sistema (Nijhuis, Gibescu, and Cobben 2017).

Transparencia: la publicación y explicación de la metodología de diseño de las tarifas es el único mecanismo disponible para verificar si se están cumpliendo los demás principios.

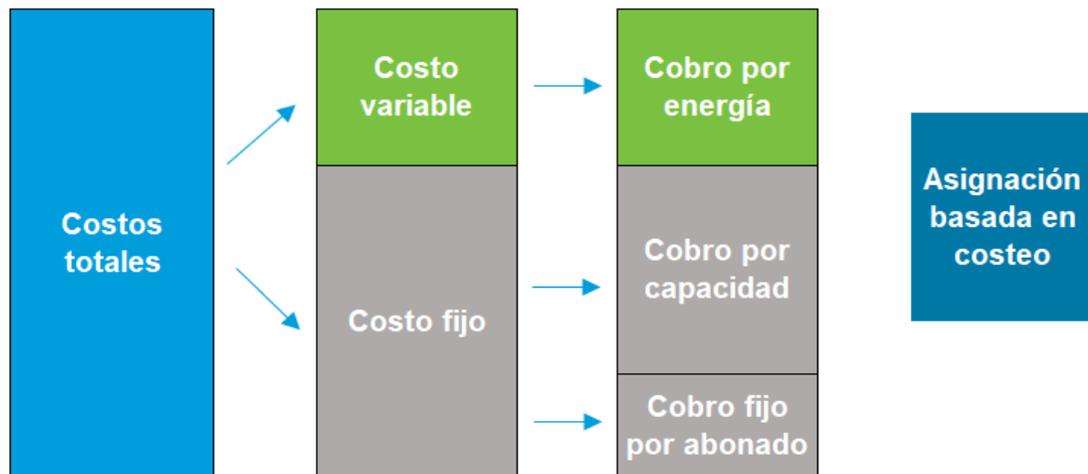
La dificultad de cumplir simultáneamente todos los principios en una metodología es también un consenso general, ya que los principios generan conflictos entre sí. Por ejemplo, y como se ha indicado previamente, la equidad distribucional limita la eficiencia económica (Batlle 2011; I. J. Pérez-Arriaga 2013)”. (Chaves et al, 2020, págs. 65-67)

Es importante indicar que, ante un servicio suministrado al costo, la estructura tarifaria debería realizar una asignación de costos con base en coeficientes de asociación que permitan recolectar los ingresos regulatorios requeridos tarifariamente.

Los costos se pueden dividir de un modo muy general en dos grandes grupos, los costos variables, que son aquellos que dependen de la cantidad de energía vendida, y los costos fijos, que dependen directamente de la cantidad de potencia vendida y un cobro fijo por abonado.

Tal y como indica (Srouga, 2000) y (Mercados Energéticos, 2019), los costos fijos deben recuperarse por medio de un cargo fijo por abonado y un cargo por capacidad requerida del sistema, por su parte los costos variables deben recuperarse por medio de un cargo en función de la energía consumida, en la siguiente figura se muestra esquemáticamente la forma de asignación.

Figura 6. Esquema de distribución de costos para la estructura tarifaria



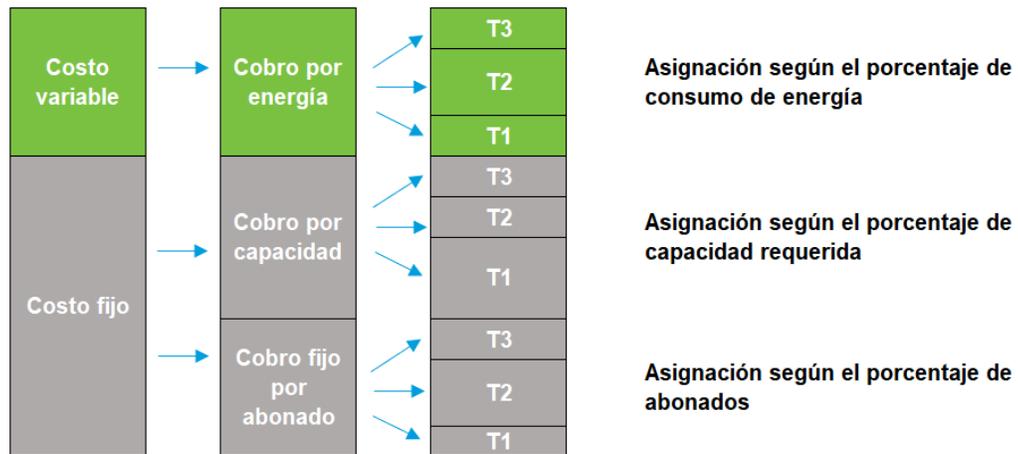
Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

La asignación de los costos entre fijos y variables, así como la división según el cobro por energía, cobro por potencia y cobro fijo por abonado, debe realizarse por medio de un mecanismo de asignación basada en el costeo de la actividad. Una vez realizada la determinación de los costos, se procede a hacer una asignación de estos entre los diversos grupos tarifarios, por medio de un conjunto de factores, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes (figura 6):

- El cobro por energía debe asignarse según el porcentaje de consumo de energía.
- El cobro de capacidad debe asignarse según el porcentaje de capacidad requerida.
- El cobro fijo por abonado debe asignarse según la estructura porcentual de abonados.

Además, se hacen reasignaciones de costos por motivos de política nacional y de características de los clientes.

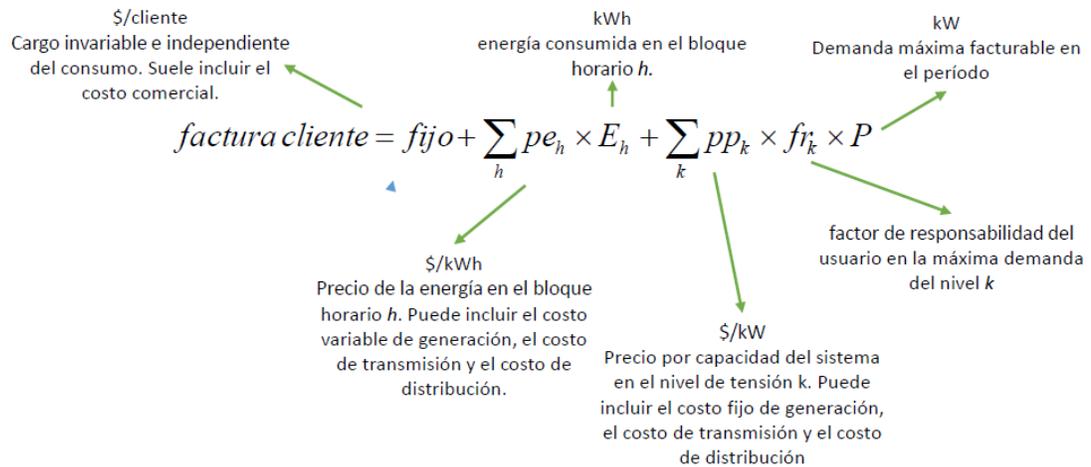
Figura 7. Esquema de distribución de costos entre los diversos grupos tarifarios



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

De este modo, la facturación a los usuarios finales, según (Mercados Energéticos, 2019, pág. 33) se puede determinar de la siguiente forma:

Figura 8. Facturación a los usuarios finales, según esquema teórico



Fuente: (Mercados Energéticos, 2019, pág. 33)

Lo anterior, también fue abordado por (Chaves et al, 2020), de modo concreto, resumen esta clasificación de costos de la siguiente forma:

“De esta manera, los costos reconocidos se pueden dividir en tres categorías dependiendo de los factores que los provocan:

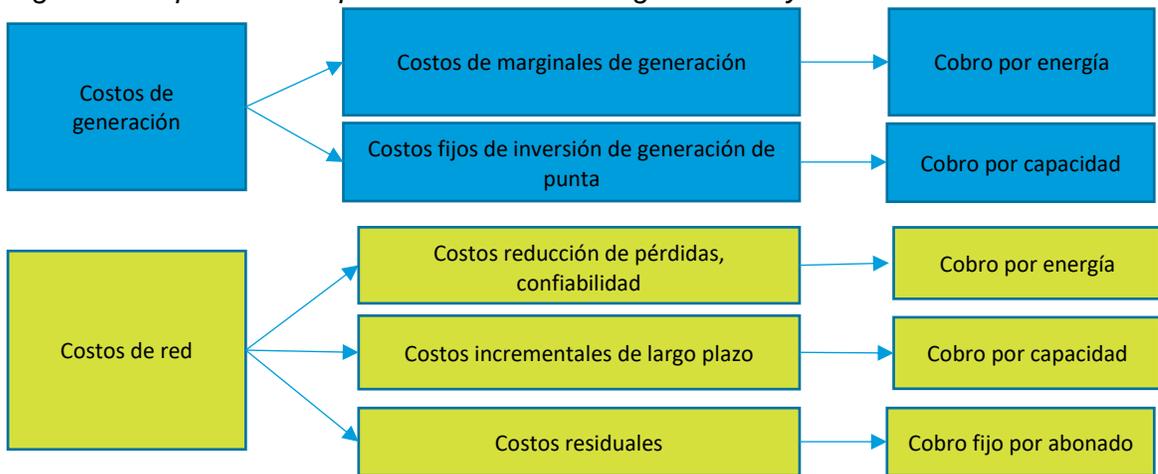
1. Costos variables: aquellos costos que varían directamente con el consumo de energía, como pueden ser los costos variables de generación, los costos de reducción de pérdidas o los costos asociados a la confiabilidad del sistema.
2. Costos incrementales: aquellos costos asociados a inversiones necesarias (de generación o de red) para hacer frente a incrementos de demanda o de generación.
3. Costos residuales: aquellos costos que no son recuperados a través de los cargos incrementales o los cargos variables.” (Chaves et al, 2020, pág. 72)

Para reforzar lo anterior, se procedió a realizar un abordaje más amplio para el caso de Costa Rica, lo cual fue incorporado dentro del informe final de dicha contratación técnica, donde desarrollaron la subsección 4.3. Metodología para el análisis del diseño de tarifas, dentro de esta se abordó el tema de la segmentación de costos y asignación a cargos, la determinación de los grupos tarifarios y el trato diferenciado que se da a los productores consumidores.

En relación con la segmentación de costos y asignación de los cargos, se hace un análisis de la importancia de la adecuada determinación y clasificación de los costos de generación, tema de gran relevancia, pero que

se debe abordar de modo integral en la metodología de generación, de igual manera, se hace un abordaje de los costos de redes, lo cual, está relacionado con la metodología de distribución, y que posteriormente influye en la metodología de acceso e interconexión, pues la metodología de distribución determinará en gran medida los costos de las redes, la cual deberá asignarse entre los diversos clientes por medio de los cargos respectivos, los cuales deberán guardar consistencia, con la naturaleza de estos costos, tal y como se procede a mostrar en la figura 5, que se presenta a continuación.

Figura 9. Esquema de Separación de costos de generación y de red



Fuente: (Chaves et al, 2020, pág. 77).

4.3 Efectos de la generación distribuida en los costos de distribución

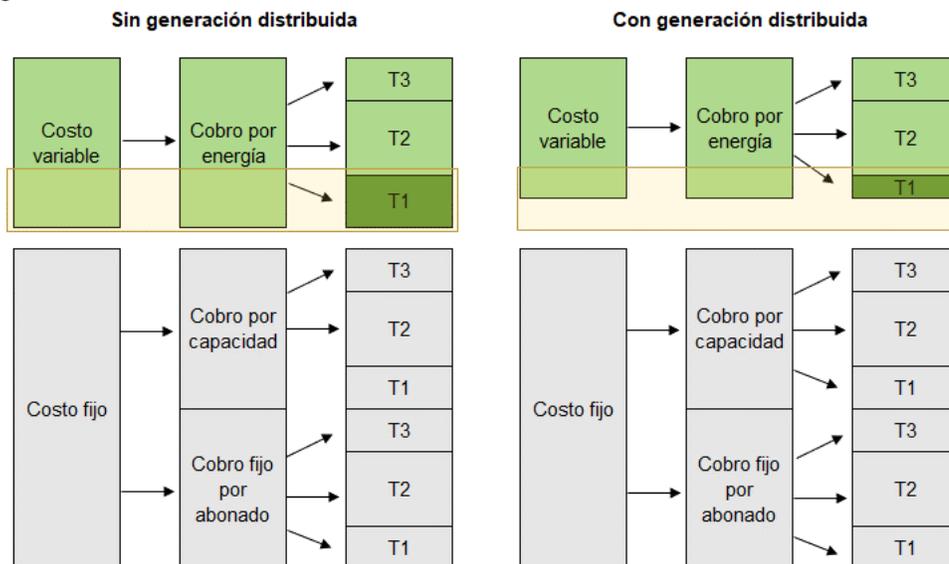
Una vez resumida la teoría sobre la estructura tarifaria, se analiza cuál es el impacto de la generación distribuida en los costos de distribución. La metodología vigente en distribución posee un mecanismo de liquidación que busca igualar los ingresos a los gastos, lo cual garantiza que la empresa logre recuperar todos los costos asociados, esto es importante pues las empresas distribuidoras han planteado en la encuesta sobre el “impacto financiero a las empresas distribuidoras debido a la instalación de generación distribuida” realizada en el estudio de Comillas, la preocupación de que actualmente están perdiendo ingresos por el tema de generación distribuida, sin embargo, dichos ingresos se recuperan en tarifa, siendo asumidos por otros grupos de clientes.

Empleando los conceptos teóricos básicos de costos fijos (costos fijos de inversión de generación de punta y costos incrementales de largo plazo) y costos variables (costos marginales de generación y costos reducción de pérdidas), la generación distribuida ocasiona en el corto plazo que los

productores-consumidores requieran de una menor cantidad de energía y con ello una menor recaudación de ingresos por cargo variable de energía por parte de las empresas eléctricas. Este efecto se podría mal interpretar como una disminución de ingresos que afecta a la empresa distribuidora, sin embargo, si la empresa distribuidora vende menos energía, entonces ella debería percibir una disminución en su costo variable (por compras y producción de energía), y por tanto no debería existir una afectación en el balance entre ingresos y gastos, tales diferencias en materia de reducción del costo variable.

Para mejor comprensión, se presenta el ejemplo en el cual se aglutina a los generadores distribuidos en un grupo denominado "T1" este grupo de servicios reducirían su compra de energía, y por consiguiente implicaría un menor costo variable como se observa en la disminución del área atribuida a "T1" en la sección de cobro por energía (figura 10), sin embargo, los costos fijos de este grupo de servicios tienen que seguir recuperándose a partir del costo por capacidad y fijo por abonado.

Figura 10. Efecto de la generación distribuida en el corto plazo, en los ingresos y gastos



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

Sin embargo, no sucede lo mismo con los costos fijos, relacionados con costos asociados a la inversión necesaria de infraestructura eléctrica para garantizar el suministro de energía y potencia eléctrica en los periodos de mayor demanda y costos incrementales de largo plazo, pues, por un principio de

transitividad y reflectividad, este tipo de costos están asociados al requerimiento de capacidad que el cliente necesite de la red, y por tanto debe ser cobrado en función de una aproximación de este requerimiento de potencia, de modo que, aunque consume menos energía, para ciertos usuarios, se requerirá de una infraestructura eléctrica que deberá ser capaz de suplir la potencia requerida y por tanto deberían continuar aportando en similar monto en la recuperación de sus costos.

En el caso de Costa Rica, dada la estructura de generación por fuente (predominante renovables), los costos fijos son porcentualmente más significativos que el costo variable, en comparación con otros sistemas eléctricos.

Asimismo, en relación con el posible impacto de la generación distribuida en los ingresos y gastos de las empresas distribuidoras, se procedió a plantear la consulta a diversos agentes del SEN, como parte de la contratación desarrollada, al respecto, se obtuvieron los siguientes resultados:

“3.4.2 Impacto financiero a las empresas distribuidoras debido a la instalación de generación distribuida

La mitad de las empresas distribuidoras han observado un impacto financiero en las cuentas de la empresa distribuidora a raíz de la instalación de generación distribuida (Coopeguanacaste, ESPH, ICE y Coopelesca), mientras la otra mitad no (JASEC, Coopealfaroruz, CNFL y Coopesantos).

El impacto percibido por cada empresa es muy dispar. Mientras para Coopeguanacaste supone 5,3 M¢ de incremento de costos anuales por cliente instalado y facturado, para el ICE resulta de media alrededor de 2,4 M¢ y para ESPH entre 0,02 y 0,8 M¢ según si el cliente es residencial o industrial.” (Chaves et al, 2020, pág. 63)

En función de todo lo expuesto en este apartado, se obtienen las siguientes conclusiones relacionadas con el efecto de la generación distribuida en los ingresos y gastos de las empresas distribuidoras:

- Si se consume menos energía, la reducción del costo variable, debería reflejarse en una disminución del pago variable del generador distribuido.*
- El generador distribuido, debe contribuir con los costos fijos, pues estos no dependen del consumo de energía.*
- El generador distribuido debe aportar al costo fijo en función del requerimiento de capacidad del sistema y de los costos por abonado.*

- *Un diseño tarifario, con cargo por abonado, pago variable por energía y pago por capacidad absorbe el efecto de los generadores distribuidos.*

4.4 Importancia del perfil de consumo

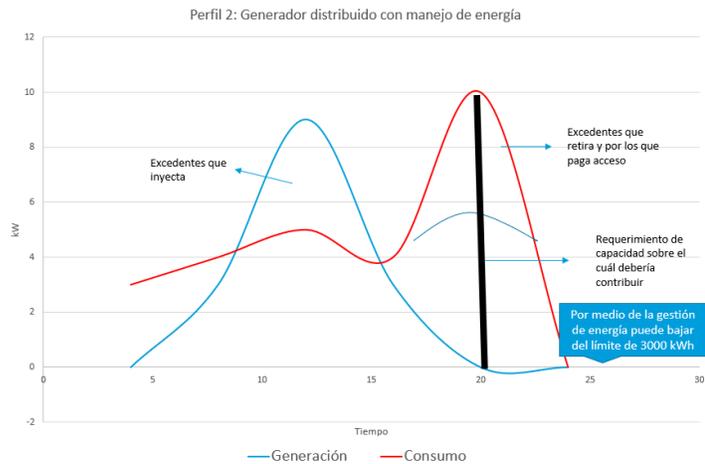
Como se explicó anteriormente, el hecho de que la tarifa de acceso sea un cobro volumétrico por energía, requiere implícitamente que el pago por acceso en conjunto con el pago de potencia implícita o explícita, aproximen los costos fijos que el generador distribuido debe pagar por concepto de requerimiento de capacidad del sistema y cobro fijo por abonado; por lo anterior, es importante determinar adecuadamente el concepto de potencia implícita y del requerimiento de capacidad de los servicios, por esta razón se aborda un análisis sobre tema, iniciando con las siguientes definiciones:

Potencia implícita: es la cantidad de kW que, con base en la estructura tarifaria desarrollada, permite que el pago monómico, sea equivalente a un pago binómico calculando la potencia por medio de un factor de carga implícito que varía proporcionalmente a la energía comprada a la empresa distribuidora, es decir, es la potencia equivalente al pago binómico por concepto de potencia que se cubre de modo implícito al momento de aplicar una tarifa monómica. El desarrollo matemático se muestra en el Anexo A.

Requerimiento de capacidad: proporción de la capacidad de la infraestructura eléctrica de una empresa que un usuario requiere para poder satisfacer su demanda de potencia en cada momento que lo requiera.

Para mostrar lo anterior se plantean dos ejemplos concretos: En el primer caso (figura 11) se muestra en color azul la curva de generación, y en rojo la curva asociada al consumo natural. En horas cercanas al medio día, el generador distribuido posee excedentes que deposita en la red, y que retira en horas de la tarde-noche, por esta energía depositada y retirada, paga la tarifa de acceso. La demanda máxima natural (tomando como referencia un periodo diario) está representada por la línea negra. Si el generador distribuido es binómico (servicios en los que se facture la energía consumida y la potencia), se registrará la máxima demanda de potencia (de conformidad con la norma AR-NT-SUMEL), la cual es exactamente igual a la línea negra y por tanto este usuario ya pagó la demanda máxima, al realizar el pago por potencia, y por tanto al pagar la tarifa de acceso, puede que se refleje una sobreestimación o subestimación del importe por requerimiento de capacidad.

Figura 11. Curvas de carga, determinación de excedentes y requerimiento de capacidad para usuarios con perfil con doble pico
(Con datos simulados)



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

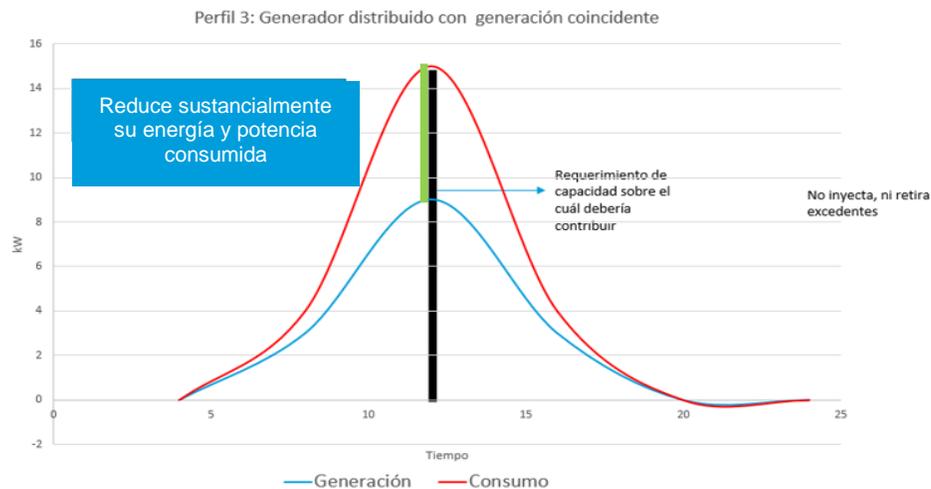
Un elemento importante es que, dependiendo del comportamiento del consumo, el generador distribuido podría estar por debajo de los 3 000 kWh de energía total retirada y de este modo pasar a una tarifa monómica, al realizar lo anterior, puede que la potencia implícita incluida en dicha tarifa monómica no sea suficiente para cubrir el monto de costos asociado al requerimiento de capacidad del sistema, por lo que se requiere que, el monto pagado por acceso contribuya a aproximar de mejor manera el monto a pagar por requerimiento de capacidad.

Por medio de un proceso de análisis de datos muestrales, derivados del despliegue de una campaña de medición de los abonados-productores por empresa eléctrica en el caso de Costa Rica, se pueden obtener los perfiles de consumo de clientes en las diferentes categorías tarifas, que permitan inferir el requerimiento de capacidad y perfil de consumo de estos servicios.

Para ejemplificar la importancia de las curvas de carga en esta determinación, se presenta otro ejemplo en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, podría ser un caso similar a un comercio, en el cual la generación coincide en gran medida con la demanda máxima de la curva de consumo natural, de este modo, no tiene excedentes (pues en ningún instante generó más de lo que consumió) por tanto, según la metodología de acceso vigente no tendría que realizar ningún pago por tarifa de acceso, además si es binómico la demanda máxima asociada registrada por el medidor bidireccional que está dada por la línea verde, sin embargo note que el máximo requerimiento de capacidad viene dado por la línea negra, pues si en algún

momento el sistema de generación propio deja de funcionar, el sistema debe tener la capacidad para cubrir la demanda máxima de su consumo natural. Este es un caso en el cual, el generador distribuido, no está pagando por la capacidad que la empresa debe tener disponible para abastecer esa demanda máxima posible.

*Figura 12. Curvas de carga, determinación de excedentes y requerimiento de capacidad para usuarios con perfil pico al medio día
(Con datos simulados)*



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

En conclusión, tanto las tarifas monómicas (servicios en los que se facture la energía consumida) como binómicas (servicios en los que se facture la energía consumida y la potencia) pueden estar generando un monto mayor, menor o igual al requerido, por tanto, es necesario conocer las diversas curvas de consumo para determinar el verdadero resultado requerimiento de capacidad de los usuarios y con esta información cuantificar de mejor manera las asignaciones de costos que fundamentan una señal de precio más adecuada deben realizar.

De este modo, la nueva tarifa de acceso debe ser una aproximación del pago por requerimiento de capacidad del sistema, que contribuya al pago de los costos fijos, a fin de lograr una adecuada transmisión de señales de costos en las tarifas y permita una mejor reflectividad en función de los requerimientos de capacidad de los clientes y de las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

También es importante indicar que, los productores-consumidores podrían realizar una adecuada gestión de sus requerimientos de energía y potencia, de modo que logren trasladar consumo entre periodos y logren

reducir el requerimiento de potencia, o logren un manejo de los sistemas de generación distribuida, de un modo eficiente y con gran continuidad de modo que no generen ningún pico de demanda superior a una capacidad esperada, o por ejemplo incluyan sistemas de almacenamiento que suplan potencia en picos de demanda, evitando así la compra de esa potencia a la empresa eléctrica, lo cual tendría a su vez, que reflejarse en menores pagos por requerimiento de capacidad.

4.5 Experiencia internacional

Con el fin de profundizar en el tema, en el año 2019, se realizaron una serie de reuniones virtuales con entes reguladores de otros países, para conocer la forma que han abarcado estos temas. El detalle de dichas sesiones se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro 3. Reuniones virtuales con entes reguladores, 2019

País	Ente regulador	Fecha
España	CNMC	28 de febrero de 2019
Perú	OSINERGMIN	14 de marzo de 2019
México	CRE	29 de marzo de 2019
Chile	CNE	8 de mayo de 2019

Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

En ninguno de los países consultados existe tarifa de acceso, sino que se han implementado otras formas de reconocer estos costos. A continuación, se presenta un resumen de los resultados más relevantes:

- En España todos los contratos de adquisición de energía son binómicos y los usuarios contratan la potencia requerida. En las residencias se cuenta con sistemas de medición que poseen un control de potencia que en caso de ser superada la potencia contratada se suspende el servicio y en el caso de los industriales si se sobrepasa paga por el exceso. Esta forma de cobro contempla el pago de costos fijos asociados a la infraestructura del sistema de distribución y la capacidad instalada, permitiendo al usuario comprometerse con el control de la energía y potencia demandada.*
- En el caso de Perú los cargos de transmisión y distribución se cobran por potencia y energía, con la expansión de la generación distribuida se consideraría cambiar la forma de cobro a potencia contratada.*
- En México no existe tarifa de acceso, la tarifa de distribución está diseñada para que todos los cargos estén en función del consumo, no existe un costo por entregar energía a la red, si la generación*

distribuida creciera considerablemente tendrían que reconocer el costo del sistema, reconociendo los beneficios de la generación distribuida. En la actualidad, cuentan con una “Tarifa de operación” donde se le reconoce al suministrador del servicio el manejo de la generación distribuida (instalar sistemas, hacer compensaciones, avisos, facturación, etc.).

- *En Chile todo cliente con consumo superior a 10kW paga componente de potencia por separado, para ello existen varias opciones, entre ellas: potencia contratada, potencia leída o una combinación de ambas por período horario.*

De este modo, si el diseño tarifario del sistema eléctrico nacional logra reflejar integralmente la teoría de costos y asignaciones antes indicadas, la generación distribuida no requeriría una tarifa de acceso, tal y como sucede en Chile, España y México. No obstante, actualmente la estructura no posee estas condiciones y para su implementación se requiere varios cambios entre los que resaltan:

- *Evitar el cambio de tarifas monómicas a binómicas, tal y como se mencionó en secciones precedentes.*
- *Sustitución del parque de medidores por medición que registre potencia.*
- *Modificación de la estructura tarifaria, para que se incluyan periodos horarios estacionales y cobros por potencia para todos los servicios.*
- *Determinación de curvas de carga, a través de campaña de medición.*
- *Replantearse la forma del sistema tarifario actual.*

En virtud de lo anterior, es necesario modificar la metodología de acceso vigente por una metodología que permita a los productores-consumidores contribuir con los costos fijos.

De igual modo, como parte de la contratación desarrollada, se procedió a solicitar un análisis de la experiencia internacional. A continuación, se muestra un resumen del trabajo desarrollado:

“4.2 Revisión de la experiencia internacional respecto a la generación distribuida

En este apartado se resumen los principales aprendizajes de cada uno de los países analizados en la experiencia internacional, la cual se ha descrito en el Producto 4 del presente proyecto y se incluye en el Anexo 2 de este documento.

En cuanto a Colombia, resulta interesante analizar la manera en la que ha afrontado el desafío de regular la generación distribuida y el autoconsumo. Sin embargo, en Colombia la regulación de autoconsumo es relativa y su sistema tarifario no está muy desarrollado. Lo más relevante para Costa Rica es la valoración de los beneficios de la generación distribuida relacionado con la reducción de las pérdidas de energía. También resulta relevante el rol de órganos independientes para la resolución de conflictos relacionados con la interconexión de generación distribuida.

Con respecto a España, resulta interesante el análisis de la tarifa eléctrica para el conjunto de los consumidores debido a la implantación de contadores inteligentes para la gran mayoría de consumidores de baja tensión, lo que permite el desarrollo de tarifas más avanzadas. España ha realizado cambios recientes respecto a la generación distribuida y respecto a aspectos que no funcionaron correctamente en la antigua regulación. Uno de los principales aspectos que se eliminó fue el cargo sobre la energía auto generada (este cargo tenía el objetivo de que los consumidores con generación distribuida contribuyeran como el resto de consumidores al pago de costos del sistema como redes u otros costos regulados). A este cargo se le solía llamar “impuesto al sol”. Este cargo creó una mala imagen sobre la regulación, la cual fue percibida como un impedimento al desarrollo del autoconsumo. Además, este cargo generaba incentivos a no declarar la generación distribuida.

Otro aspecto relevante para Costa Rica es que las tarifas en España se establecen según criterios eléctricos y no por el uso final de la energía. Además, el diseño de los cargos por potencia contratada que entrará en vigor en 2021 varía por períodos y se aplica todos los grupos tarifarios, lo cual es una manera eficiente de reflejar los costos de la red.

España nunca ha implementado el neteo de energía entre varios periodos. Existe una valoración económica de los excedentes o venta de energía que depende del costo de la energía en cada hora y se resta al pago de la energía los costos de los servicios auxiliares. Finalmente, se reguló la generación distribuida conjunta, que permite desarrollar generación distribuida de mayor escala, pero limitada a una distancia máxima de 500 metros.

El Reino Unido es uno de los países más avanzados en cuanto a las tarifas aplicadas a consumidores en general, a pesar de no poseer una gran implantación de contadores inteligentes a nivel residencial.

Ofgem, el regulador británico, ha realizado múltiples estudios con el objetivo de implantar unas tarifas de red que permitan un desarrollo eficiente de la misma y del sistema eléctrico en su conjunto. De esta manera, gracias al análisis realizado se muestran las razones por las que se han abandonado las FIT, así como los últimos avances en diseño de tarifas eficientes.

Otro aspecto relevante a resaltar en el Reino Unido, que puede ser de relevancia para Costa Rica, es la creación de una identidad independiente para la resolución de conflictos entre distribuidoras y empresas desarrolladoras y, en última instancia, el regulador puede tener la labor de agente mediador. En Reino Unido no existe además la medición neta sencilla.

Como aprendizaje para Costa Rica de Hawái es la eliminación de la medición neta sencilla y la regulación de los sistemas de almacenamiento. La venta de excedentes se determina por períodos, lo cual puede ser un paso intermedio antes de un sistema de compensación horaria. En cuanto a la tarifa es relevante resaltar la existencia de cargos fijos (\$/cliente) para recuperar ciertos costos que no están relacionados con el consumo de energía.

Finalmente, en el caso de Brasil, como aspecto relevante para Costa Rica es la existencia de un mediador independiente como en el caso de otros países y la posibilidad que el regulador sea el último recurso para resolver conflictos. También es relevante señalar la preocupación del regulador por el desarrollo de la generación distribuida y el impacto negativo que tiene la medición neta sencilla actualmente en vigor en el país. El regulador propone establecer límites para el desarrollo de la generación distribuida y así poder limitar su impacto.

A continuación, se muestran las tablas resumen para la comparación de los países incluidos en el análisis. La Tabla 3 muestra el marco normativo aplicado en cada país, es decir, la regulación aplicable, los límites individuales de potencia instalada para las actividades de autoconsumo o generación distribuida, si se requiere de una solicitud de interconexión, los medidores requeridos, la responsabilidad de pago de los refuerzos de red necesarios y si se permite el autoconsumo compartido y el autoconsumo virtual.

	Colombia	España	Reino Unido	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG RESOLUCIÓN No. RD 1600/2011 030 DE 2018	RD 244/2019	EREC G98 EREC 99	Rule N.º 14	PRODIST Módulo 3
Límite de potencia instalada	Autoconsumo: 1 MW Generación distribuida: 5 MW	100 kW	3,6/11,04 kW Hasta 50 MW	Sin límite	Micro: 75 kW Mini: 5 MW
Requerimiento de solicitud de interconexión	Sí	Sí, autoconsumo sin excedentes exento	Sí, EREC G98 exento	Sí, instalaciones sin excedentes exento	Sí
Medidor	Bidireccional	Bidireccional o doble medidor	Bidireccional	Generación neta	Bidireccional o doble medidor
Pago de refuerzos	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Micro: exenta Mini: Solicitante
Autoconsumo compartido	No	Hasta 100 kW a 500 m	Sí	Sí, Community solar	Sí
Autoconsumo virtual	No	No	No	No	Sí, pero con intención de revisar

Tabla 3. Comparación Internacional. Marco normativo

La Tabla 4 muestra los límites de capacidad instalada por circuito o transformador aplicados en cada país. Para Reino Unido no se encontró esta información y depende de los criterios de las empresas distribuidoras.

	Colombia		España	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG Resolución No. 030 DE 2018		RD 1699/2011	Rule N.º 14	Código I-432-0003 de Celesc Distribuição
Criterio	Suma de potencia instalada en un circuito	Energía horaria generada en relación con el promedio anual de las horas de mínima demanda diaria	Suma de potencia instalada en un circuito	Potencia de cortocircuito del transformador (lado primario / lado secundario)	Potencia nominal del generador
Límite	≤ 15 % de la capacidad nominal	≤ 50 %	≤ 50 % de la capacidad térmica	≤ 10 % / ≤ 2,5 %	≤ 10 % de potencia de cortocircuito

Tabla 4. Límites de potencia por circuito o transformador.

Finalmente, la Tabla 5 muestra el tratamiento que se realiza a la energía generada por los generadores distribuidos, ya sea para autoconsumo o no, y los grupos tarifarios en los que se dividen las tarifas aplicadas a los consumidores en general.

	Reino Unido	España	Colombia	Brasil	Hawái
Compensación neta sencilla	No existe	No existe	Mensual con costo margen de comercialización (y costos de distribución, transporte, pérdidas y restricciones)	Sí, con crédito para 60 meses. Se está proponiendo modificarlo	Existió, pero fue eliminado en 2017
Venta de excedentes	Feed-in Tariff eliminadas en 2019 Smart Export Guarantee	Compensación económica a precio de mercado diario e intradiario reduciendo costo de desvíos	A precio mayorista para los auto-consumidores A precio mayorista más el 50% de las pérdidas evitadas para la generación distribuida	No existe, se conservan los excedentes para netear en el futuro. Pasados los 60 meses, el consumidor pierde la compensación por la energía inyectada	Varios programas: Customer Grid Supply Smart Export Guarantee
Grupos tarifarios	Domésticos (con dos segmentos) y no domésticos	Por características eléctricas	Por estrato social	Por tipo de consumidor	Por tipo de consumidor

Tabla 5. Comparación internacional. Tratamiento de la energía generada por los autoconsumidores y generadores distribuidos y grupos tarifarios para los consumidores en general.

Tal y cómo se observa en las tablas anteriores, las condiciones de la generación distribuida en los países analizados son diferentes. Aun así, a continuación, se muestran las conclusiones más importantes extraídas de este análisis.

- *Los programas de medición neta sencilla se han ido abandonando, ya que son perjudiciales si se compensa el costo total del suministro eléctrico ya que permitiría que los consumidores dejen de pagar por costos del sistema como las redes, servicios auxiliares o no se valore el costo real de la generación que puede cambiar de una hora a otra.*
- *Las ventas de los excedentes de generación en España y Reino Unido, varían por hora o periodo para que reflejen los costos de generación que sustituyen.*
- *Los grupos tarifarios no deberían depender del tipo de consumidor (como se hace en Brasil, Hawái o Colombia), sino de las características eléctricas del punto de consumo.*
- *Los requisitos de medidores son claves para evaluar impactos de la generación distribuida e implementar tarifas avanzadas.*
- *El autoconsumo compartido o generación distribuida conjunta es una opción que se está implementando en los países.*
- *El autoconsumo virtual⁴ no se recomienda ya que el único país de los analizados que lo permite actualmente es Brasil y el regulador, ANEEL, pretende revisar dicho mecanismo debido a sus ineficiencias a la hora de enviar señales económicas a los consumidores." (Chaves et al, 2020, págs. 67-71)*

4.6 Inclusión de eficiencia por medio de tarifa máxima.

Los instrumentos regulatorios deberán generar un esquema que emita las señales de precios adecuados, de modo tal que se propicie la asignación óptima de los recursos, a fin de que los agentes logren tomar las decisiones que permitan maximizar su bienestar y el de la sociedad en general, lo que a su vez permitiría el desarrollo eficiente de la actividad.

Al respecto la Política Regulatoria de la ARESEP indica:

“La regulación debe ser eficiente y eficaz, se deben alcanzar los objetivos públicos y satisfacer el valor público de la regulación con el menor costo posible, lo que obliga a examinar el tipo de regulación más

⁴ Modalidad de la generación distribuida para autoconsumo en donde los sistemas de generación distribuida para autoconsumo desligan el punto de consumo del punto de generación. El productor consumidor de un sistema que produce excedentes registrados en un medidor (punto de generación) se le reconocen en otro medidor (punto de consumo).

idóneo para alcanzar aquellos objetivos propuestos, luego comparar entre las varias alternativas idóneas para optar por aquella que logra los mismos objetivos con el menor costo posible.

La eficacia y eficiencia de la regulación está estrechamente asociada a la evaluación ex ante y ex post que permiten prevenir en el primer caso, y corregir en el segundo la regulación que no cumple con estos principios”. (Aresep, 2021, pág. 23)

De este modo, se deberá incentivar la competitividad, y el desarrollo de iniciativas que logren mejorar las condiciones integrales del SEN, con un conjunto de condiciones homogéneas, equitativas, transparentes y neutrales que propicien una retribución que logre reflejar adecuadamente los costos eficientes respectivos por el uso de la red.

Por esta razón, la Política Regulatoria de la ARESEP, complementa el principio de la eficiencia, con la adecuada utilización de los recursos disponibles, tal y como se muestra a continuación:

“La eficiencia está al servicio de la eficacia. El principio exige una correcta planificación, la maximización de los recursos disponibles, la racionalidad en la priorización y asignación del gasto y la inversión, la fijación de estándares, la especialización, hacer bien las cosas al menor costo posible. Obliga a examinar la necesidad e idoneidad de los medios: organización, recursos: humanos, materiales, financieros y jurídicos y su gestión, en relación con los fines. Procura la prestación eficiente de los servicios públicos de manera que se traduzca en tarifas justas, que aseguren la asequibilidad a la población y la competitividad del país”. (Aresep, 2021, pág. 19)

La teoría muestra que la tarifa máxima contiene un conjunto de elementos que permiten contribuir en la solución a los problemas de la regulación por tasa de retorno y ofrece incentivos que propicia la eficiencia, ya que presenta las siguientes características:

- Al no ser necesario revisar estrictamente los costos de la empresa regularmente, la regulación sería menos costosa, no se limita la innovación y se incentiva la reducción de costos.*
- Además, el enfoque de precios genera incentivos para la minimización de costos, en la medida en que la empresa puede apropiarse, al menos transitoriamente, de las ganancias de eficiencia que realiza.*
- No crea distorsiones hacia la sobreutilización de ningún factor porque busca propiciar condiciones competitivas y hace que la empresa enfrente un precio máximo dado, de tal manera que la rentabilidad dependerá del grado de eficiencia de la empresa en minimizar sus gastos operativos y de capital.*

- *La tarifa máxima permite crear un mecanismo flexible, lo cual es de gran relevancia en este caso, dado que existen cambios significativos en periodos cortos de tiempo y es necesario que el esquema tarifario logre reaccionar de modo dinámico ante esas situaciones, además, permite un mayor conjunto de oportunidades y espacios de negociación entre los agentes.*
- *Propicia la competitividad y estimula la eficiencia, elemento fundamental a tomar en consideración dentro de los principios tarifarios. Este esquema es característico por su alto poder en la estimulación de la eficiencia, al dar la oportunidad a los agentes de competir con base en sus costos y de esta manera no estar sujetos a un valor único, sino plantear ofertas que pueden ser más rentables, lo cual a su vez permitiría propiciar la asignación óptima de los recursos.*
- *Genera los incentivos el desarrollo de la generación distribuida, al permitir a las empresas transmitir su eficiencia operativa a la tarifa, y con ello reducir los costos de acceso a la red de distribución por parte de los generadores distribuidos.*

A su vez, la Política Regulatoria de la ARESEP, también ha sido clara en la necesidad de generar enfoque flexibles y dinámicos que se ajusten a los diversos cambios:

“En el marco de esta política, se extrae la necesidad de una regulación flexible (capacidad de adaptación a los cambios científicos y tecnológicos, de la realidad social y económica y a situaciones provocadas por eventos de la naturaleza como la fuerza mayor); prospectiva (anticipar los cambios prevenir los riesgos, vanguardista), previsible (los agentes económicos conocen de antemano con un alto grado de certidumbre como actuará, generando seguridad jurídica y confianza en la regulación), oportuna (se dicta en el tiempo y circunstancias correctas para lograr el fin deseado), coherente (sin contradicciones internas, uniforme en las soluciones o tratamiento de situaciones similares); sistémica (su estructura responde a una serie de principios jurídicos y técnicos, objetivos y motivos claros y organizados siguiendo criterios de ordenación), mejora continua (revisión periódica, innovadora, dinámica, aprovechando las fronteras del conocimiento, a horcadas de las mejores prácticas internacionales, etc.), legal (apegada a reglas jurídicas y de la ciencia y la técnica), habilitante (faculte al destinatario a actuar para lograr los objetivos públicos), proporcional (necesaria, idónea para alcanzar el fin

propuesto), clara y comprensible (que se explique por sí misma, en un lenguaje que facilite la comprensión por el destinatario y los usuarios), transparencia y rendición de cuentas”. (Aresep, 2021, págs. 23-24)
Por todo lo anterior, se considera, que la propuesta de desarrollar una tarifa máxima contribuye al desarrollo de un modelo regulatorio flexible, dinámico, que propicia la eficiencia y el desarrollo de iniciativas que permitan un mejor aprovechamiento de los recursos y opciones disponibles

VIII. Que del informe IN-0041-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta de método de cálculo de la tarifa para compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, se basa y fundamenta en lo siguiente:

CAPÍTULO III: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

(...)

4 JUSTIFICACIÓN

La evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional desde 2015 a la fecha, en especial de sistemas de generación distribuida predominantemente fotovoltaicos, hace necesaria la revisión periódica y oportuna de la regulación en materia de generación distribuida, tanto en sus aspectos técnico-ingenieriles como para brindar señales de precio acordes al contexto y al impacto de los recursos energéticos distribuidos sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense, y particularmente de la asignación de costos para los generadores distribuidos y la valoración económica de los excedentes.

Es por ello, que diferentes estudios y diagnósticos como los realizados por la Universidad de Costa Rica, Universidad Pontificia Comillas y la empresa Deloitte sobre regulación técnica y económica de generación distribuida han evidenciado la necesidad de elaborar la metodología de ventas de excedentes.

4.1 Aspectos teóricos del diseño de tarifas

Antes de iniciar con la propuesta propiamente, se debe realizar una mención de la teoría propia del diseño de tarifas. Tal y como dictamina la Ley N° 7593, dentro de los principios básicos de los mecanismos tarifarios a desarrollar, se

debe garantizar el servicio al costo y la determinación eficiente de este costo, lo anterior, es contemplado en la literatura especializada, de un modo más amplio como menciona (Chaves et al, 2020, pág. 65) al indicar: “el objetivo del diseño tarifario no debería ser únicamente asegurar la recuperación de costos, sino también dirigir las acciones de los usuarios a un uso más eficiente del sistema eléctrico”, al respecto dichos autores mencionan que a partir de la revisión de (Burger et al. 2019; OECD 2011; I. Pérez-Arriaga 2016; Rodríguez Ortega et al. 2008), se llega al consenso general de que las tarifas eléctricas deberían contemplar los siguientes principios:

“Eficiencia económica: los bienes o servicios deben ser consumidos por quien más se beneficia de ellos (I. J. Pérez-Arriaga 2013). El objetivo principal de este principio es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del sistema sino también los costos del sistema a largo plazo. Esta minimización de los costos del sistema se puede lograr enviando señales económicas eficientes a los usuarios del sistema que fomenten el uso eficiente de la red (Batlle 2011).

Una de las principales cuestiones que surgen cuando se mide la eficiencia económica es qué costos deben incluirse en los costos totales del sistema (European Commission 2018). Por ejemplo, un gran despliegue de vehículos eléctricos elevaría los costos del sistema eléctrico, ya que se necesitarían refuerzos de la red. Sin embargo, también disminuiría el número de vehículos impulsados por combustibles fósiles y, por consiguiente, el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂.

Por lo tanto, para calcular con precisión la minimización de los costos totales del sistema, se deberían tener en cuenta los beneficios externos en estos otros sistemas.

Una vez definidos los costos totales del sistema, se pueden establecer los criterios para obtener la **eficiencia económica**:

6. *Minimización de costos del sistema:* el objetivo principal del diseño de tarifas es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del sistema sino también los costos del sistema a largo plazo, considerándose las inversiones futuras y los costos asociados.
7. *Reflectividad de costos:* la tarifa eléctrica refleja los costos del suministro de electricidad, reconociendo que estos precios pueden variar según el tiempo, la ubicación y la calidad de suministro (Pollitt 2018). Consideraciones adicionales para asegurar la reflectividad de costos:

- *Aditividad de los costos: los consumidores pagan la suma de los costos que su consumo induce a los costos totales del sistema.*
 - *Simetría: el consumo y la inyección en el mismo nodo y al mismo tiempo se pagan/cobran por igual (con signo opuesto).*
 - *Robustez frente a la agregación de consumidores: el importe pagado por la agregación de consumidores es igual a la suma de los pagos de cada consumidor conectado por separado a la red.*
8. *Previsibilidad: En el corto plazo, cuán precisamente los consumidores pueden estimar el monto que pagarán antes de consumir la electricidad. A largo plazo, asegurar la menor incertidumbre regulatoria a los usuarios.*
 9. *Neutralidad tecnológica: la tarifa debería ser agnóstica a las actividades particulares para las cuales se utiliza la red o la tecnología utilizada para retirar o inyectar energía en la red (I. J. Pérez-Arriaga 2013).*
 10. *Minimización de subsidios cruzados: las acciones de un usuario no deberían tener un impacto negativo en los cargos aplicados a otros usuarios (Burger et al. 2019; Strielkowski, Štreimikienė, and Bilan 2017).*

Equidad: de acuerdo con (I. J. Pérez-Arriaga 2013), una tarifa equitativa no debería proporcionar ninguna ventaja a un determinado usuario frente a otro usuario. Esta definición conlleva muchas implicaciones, de las que las más discutidas son las que en (Burger et al. 2019) se definen como equidad en la asignación, equidad distribucional y equidad transicional.

4. *Equidad en la asignación: usos de red idénticos deberían ser cargados de la misma manera. En cuanto a usos de red idénticos nos referimos a localizaciones y patrones de consumo comparables, sin tener en cuenta la naturaleza del usuario, el uso final de la energía o los dispositivos que se encuentren tras el medidor. A pesar de que la equidad en la asignación se deriva de la definición de equidad, sus implicaciones están completamente alineadas con el principio de eficiencia económica.*
5. *Equidad distribucional: los cargos aplicados a los consumidores deberían ser proporcionales a la capacidad de pago de cada usuario. Esta implicación es especialmente relevante cuando se asignan costos en los que no es posible enviar una señal de eficiencia económica. A su vez, la equidad distribucional normalmente colisiona con el principio de eficiencia económica.*

6. *Equidad de transición: la transición de una tarifa antigua a una nueva debería realizarse de manera gradual y sin cambios abruptos en los cargos.*

Simplicidad: *la tarifa debería ser fácil de entender para la gran mayoría de la población a fin de facilitar la comprensión y la aceptación entre los usuarios del sistema (Nijhuis, Gibescu, and Cobben 2017).*

Transparencia: *la publicación y explicación de la metodología de diseño de las tarifas es el único mecanismo disponible para verificar si se están cumpliendo los demás principios.*

La dificultad de cumplir simultáneamente todos los principios en una metodología es también un consenso general, ya que los principios generan conflictos entre sí. Por ejemplo, y como se ha indicado previamente, la equidad distribucional limita la eficiencia económica (Batlle 2011; I. J. Pérez-Arriaga 2013)". (Chaves et al, 2020, págs. 65-67)

En función de lo anterior, es necesario generar un esquema que emita las señales de precios adecuados, de modo tal que se propicie la asignación óptima de los recursos, a fin de que los agentes logren tomar las decisiones que permitan maximizar su bienestar y el de la sociedad en general, lo que a su vez permitiría el desarrollo eficiente de la actividad.

De este modo, se deberán incentivar la competitividad, y el desarrollo de iniciativas que logren ser valoradas no desde una perspectiva individual aislada, sino de un modo integral en el SEN, con un conjunto de condiciones homogéneas, equitativas, transparentes y neutrales que permitan valoraciones económicas similares para cada kWh equivalente y que por consiguiente propicien una retribución que logre reflejar adecuadamente los costos eficientes respectivos, y permita incentivar a los agentes a maximizar la operación óptima de sus instalaciones, en concordancia con las condiciones de oferta y demanda contemplados al momento de la valoración económica de los excedentes.

En conclusión, el desarrollo de la propuesta debe tratar de cumplir con los principios expuestos, dado que estos justifican la intervención regulatoria, pues se considera que el mercado por sí mismo no podría generar precios acordes con estos elementos, que se consideran fundamentales para el adecuado funcionamiento de los servicios públicos en cuestión.

Una vez comprendidos los principios teóricos que deben cumplirse en el desarrollo tarifario, se procede a analizar de modo específico la importancia de la Modalidad Neta Completa en el servicio de distribución de energía eléctrica.

4.2 Importancia de la Modalidad Neta Completa en el servicio distribución

La Modalidad Neta Sencilla (MNS), se asocia a un mecanismo de neteo que a nivel internacional se conoce como net metering, el cual se basa exclusivamente en una valoración e intercambio físico de kWh; por su parte la Modalidad Neta Completa (MNC) se asocia con el concepto internacionalmente acuñado de net billing, en el cual se da una valoración económica de cada kWh depositado.

Las diferentes formas de valoración generan incentivos en los agentes económicos, de hecho, en la literatura se asocia el net metering, con procesos iniciales de penetración de los recursos distribuidos, dado que al realizarse un neteo físico, cada kWh se valora al precio final del consumidor, con el fin de motivar la adopción de estas alternativas disruptivas.

Sin embargo, tal y como se abordó en la propuesta conceptual , esto es inadecuado en etapas más avanzadas de penetración, pues los kWh no deben ser valorados a las tarifas minoristas, pues estas incluyen el valor agregado de distribución y transmisión, el cual está en función de los servicios de suministro de red que proveen las empresas reguladas y que por tanto no deberían reconocerse como parte del valor económico de los kWh generados distribuidamente, pues este tipo de generación no brinda servicios de infraestructura de red.

De esta manera, el net billing permite una retribución más acorde con la reflectividad tarifaria de la tarifa de compra-venta de excedentes, fomentando la adecuada recuperación de los costos, según la participación de cada agente y disminuyendo el incentivo al sobredimensionamiento, tal y como se aprecia en la siguiente cita:

“Los usuarios bajo un esquema net billing tienen el incentivo de no sobredimensionar el SFV, en relación al mecanismo de net metering. Con un costo de inversión actual de 2000 US\$/kWp, los SFV más convenientes económicamente bajo net billing, tendrían tasas de cobertura menores al 30%. Por lo tanto, dependerán de la red eléctrica el 70% de su consumo total. La instalación de SFV sobredimensionados al consumo del usuario, no provee un incentivo económico adecuado.

Con el mecanismo net billing diseñado al precio del mercado mayorista, las empresas distribuidoras no tendrían reducción de la sostenibilidad de su negocio. Por lo que resulta adecuado cuando se

integre importantes volúmenes de penetración de generación distribuida que estaría asociado a costos de tecnología cercano a 1500 US\$/kWp.” (Humpire, 2017, pág. 9)

Todo lo anterior, es de vital importancia, pues de esta manera la MNC, lograría incorporar un mecanismo de neteo al estilo net billing el cual permitirá emitir señales que promuevan la eficiencia en la asignación de los recursos, elemento fundamental para cumplir con los principios teóricos indicados en la sección precedente.

Esto fue analizado por el equipo de Deloitte en el análisis de cooperación con la ARESEP, sobre el tema de recursos distribuidos, en este trabajo ellos enfatizaron en la necesidad de enviar las señales adecuadas, tal y como se muestra a continuación:

“El equipo de Deloitte recomienda que ARESEP vuelva a diseñar las señales de precio y tarifa dirigidas a la DREG para el autoconsumo, con el objetivo de alinear las inversiones y el comportamiento de los productores-consumidores a la eficiencia del sistema, a la vez que se eliminan las barreras regulatorias al ingreso. Para poner en práctica esta recomendación, ARESEP debe modificar la regulación del MINAE para la Generación Distribuida Renovable y desarrollar una enmienda al AR-NT-POASEN.” (Deloitte & Electric Power Engineers, 2020, pág. 11)

Como se indica en la cita anterior, para los consultores, en Costa Rica se establecieron un conjunto de barreras de entrada que buscaban evitar el sobredimensionamiento y la instalación masiva que podría afectar al SEN, sin embargo, consideran que estos mecanismos no son los más adecuados y por ello deberían eliminarse, y dar paso a un diseño de precios y tarifas, las cuales podrían ofrecer mejores resultados en el proceso de regulación.

En esta línea de pensamiento Gischler & Janson (2011), indican que la energía brindada por estos recursos distribuidos no debe verse aislada del sistema de generación, sino que debe competir con los demás agentes y tecnologías, y de esta manera propiciar que los sistemas que se desarrollen sean los más eficientes y los que permitan el suministro de kWh equivalentes al menor costo, lo cual generará el mayor beneficio para toda la sociedad:

“Asegurarse de que los sistemas de energía se desarrollen sobre la base de la generación de menor costo. La planificación menos costosa debería ser el pilar de toda política, antes de considerar cualquier otro factor. Asegurarse de que se han identificado, evaluado e implementado todas las opciones adecuadas para cada país ayudará

a definir correctamente las prioridades, empezando por las opciones que sean beneficiosas para todas las partes interesadas.” (Gischler & Janson, 2011, pág. 47)

Para lograr lo anterior, se deben generar diversos mecanismos que permitan a los generadores distribuidos mostrar que su energía puede ser adquirida a precios atractivos en comparación a las demás ofertas existentes en el sistema de generación, y a su vez, las empresas distribuidoras deberán demostrar la eficiencia de sus planes de expansión y la optimización integral de su proceso de compra-venta, tal y como mencionan dichos autores en la siguiente cita:

“La obligación de las empresas de servicios públicos de demostrar que sus planes de expansión de generación son los menos costosos, y el deber de control del organismo regulador.

La obligación de las empresas de servicios públicos de adquirir energía de terceros cuando ello suponga un costo menor (...).” (Gischler & Janson, 2011, pág. 49)

En relación con este tema, la CGR ha expuesto la necesidad de valorar la importancia que pueden adquirir los recursos distribuidos a futuro, dado que conforme la tecnología vaya avanzando se extenderán mayores posibilidades para que los usuarios puedan suministrar diversos servicios que anteriormente se han considerado como centralizados. Además, indican que, si la tecnología sigue avanzando y los costos de estos recursos distribuidos llegan a ser más eficientes que las plantas convencionales, se podría inclusive tener un efecto sustitución de dichas plantas. Al respecto de modo textual indican:

“También, se debe considerar que el aumento previsto en el uso de baterías en sistemas de generación distribuida y vehículos eléctricos, así como el auge de las redes inteligentes, permitirán que los sistemas de almacenamiento distribuidos a futuro sean utilizados por el operador del sistema para efectuar el balance generación-demanda. Este uso inteligente de los recursos disponibles evitaría que se requieran plantas hidroeléctricas con grandes embalses u proyectos de generación centralizada, que conllevan impactos ambientales y sociales considerables, altos costos de inversión y plazos de desarrollo extensos.” (Contraloría General de la República, 2019, pág. 20)

En resumen, los recursos distribuidos son parte de un desarrollo tecnológico disruptivo, el cual plantea retos y oportunidades, dado que su incorporación masiva, puede ocasionar el desarrollo de proyectos sobredimensionados y poco rentables o ineficientes, los cuales, en lugar de contribuir a maximizar el beneficio social, ocasionarían un detrimento integral en el SEN, en especial en un país como Costa Rica, donde la matriz eléctrica es altamente renovable.

Sin embargo, los recursos distribuidos están incorporando adelantos tecnológicos que permiten generar energía con menores costos, y constituyen un sector a nivel mundial, en el cual se están gestando importantes procesos de investigación y desarrollo para ser cada día más eficientes, por esta razón, se deben crear las condiciones para su adecuada integración en el SEN, a fin de lograr beneficiar a todo el país con las bondades que estos sistemas pueden ofrecer.

Para armonizar estas dos vertientes, es necesario el desarrollo de un esquema de regulación basado en un diseño de tarifas y precios, que no sea restrictivo, sino habilitante, para ello deberá eliminar las limitaciones innecesarias y deberá emitir las señales adecuadas para que los agentes tomen las decisiones correctas para el SEN, al tiempo que asuman los costos y responsabilidades que correspondan.

Lo anterior nos plantea la necesidad de desarrollar una MNC, en la cual los usuarios reciban las retribuciones que les correspondan, y que les permita una valoración objetiva de la energía que generan, de un modo equitativo a otros agentes, con lo cual podrán suministrar energía del modo más eficiente y recibirán por cada kWh un valor similar al de un kWh equivalente en el sistema de generación, con lo cual podrán reducir sus facturas eléctricas, al tiempo que aportarán ofertas eficientes al SEN que contribuirán a optimizar el proceso de generación.

Todo lo anterior, es consistente con la Política Regulatoria de la ARESEP la cual plantea:

“Por ello, en este pilar se propiciará el desarrollo de instrumentos regulatorios que emitan señales económicas claras para los diferentes tipos de usuarios, que impulsen la eficiencia en la prestación y en el uso de los servicios públicos.” (Aresep, 2021, pág. 23)

De ahí nace la justificación de esta propuesta, de la necesidad imperiosa de generar las condiciones necesarias para la adecuada integración de estos recursos, pues de lo contrario, las señales que se emitan a nivel regulatorio pueden no propiciar las decisiones óptimas y por consiguiente no aportar los incentivos adecuados, para la maximización del bienestar de toda la sociedad.

4.3 Recomendaciones dadas para Costa Rica

Para complementar las secciones anteriores, se procederá a mostrar los resultados y recomendaciones dadas a Costa Rica, por medio de diversos estudios en los cuales se analizó el tema en cuestión, de esta manera se complementará la teoría expuesta con recomendaciones concretas hechas para Costa Rica.

En primera instancia Weinstok (2020), plantea un conjunto de recomendaciones generales, dentro de las cuales se resaltan para efectos de la MNC las siguientes:

“(…)

e. Separar la medición y la asignación de precios para la energía que consume el prosumidor, por un lado, y la energía que éste inyecta a la red. De esta forma se evitan los inconvenientes metodológicos asociados a los esquemas de medición neta.

f. Establecer estructuras tarifarias específicas para fijar el precio de venta de electricidad por parte del prosumidor, que valoren el costo de oportunidad para el sistema eléctrico de la energía inyectada por este, en distintos lapsos horarios o estacionales y eventualmente por circuito”. (Weinstok, 2020, pág. 42)

De esta manera, note como se propone en primera instancia el desarrollo de una MNC, que permita tener una medición específica y un precio diferenciado para la energía que se inyecta a la red, al tiempo que se plantea definir una estructura tarifaria para valorar esa energía inyectada que contemple elementos horarios-estacionales y que permita valorarla en función del costo de oportunidad para el SEN.

Además, como parte de las propuestas de enfoque tarifario de mediano a largo plazo hecha por los consultores de la Universidad Pontificia Comillas en la contratación 2019LA-000011-0008300001⁵, se indicaron algunas recomendaciones puntuales atinentes con el tema de la MNC que se proceden a mencionar:

“ 6.2.7 Propuesta tarifaria de mediano a largo plazo

En el mediano a largo plazo, se propone una modificación integral del diseño tarifario actual, esto implica los siguientes cambios:

⁵ Es importante señalar que algunas de las propuestas indicadas por los Consultores exceden las competencias de la ARESEP.

1. *Implementar una modalidad neta completa, que permita valorar económicamente la energía inyectada y retirada, y luego realizar un neteo monetario.*
2. *Se requiere un análisis de costos, que permite determinar los valores eficientes relacionados con la prestación del servicio, posteriormente una vez determinados los costos óptimos, se debe hacer una asignación por medio de inductores (...).*
- (...)
5. *Crear la posibilidad para que los consumidores que cuenten con medidores inteligentes puedan optar por tarifas con discriminación temporal y que sean más eficientes.*
6. *Actualización de los periodos tarifarios:
Realizar un estudio que refleje mejor la situación actual del sistema eléctrico en Costa Rica en cuanto a los periodos en que se diferencian las tarifas.*
7. *Actualización de los coeficientes de pérdidas de las empresas distribuidoras de acuerdo con criterios físicos y técnicos de cada una de ellas, que incentiven la eficiencia, utilizando las curvas de carga por circuitos e incorporando las curvas de generación.*
8. *Eliminación del límite del retiro de 49% de la energía generada, una vez se hayan modificado las tarifas generales, ya que bajo unas tarifas eficientes no se estaría incentivando el sobredimensionamiento de las instalaciones de generación distribuida, y por tanto ya no tendría sentido este límite.” (Chaves et al., 2020, págs. 131-132)*

En función de lo anterior, se mantiene la coincidencia de proponer el desarrollo de una MNC e inclusive indican que de contar con las señales adecuadas ya no tendría sentido el límite del 49%. Además, se indica la necesidad de instaurar un análisis de costos a fin de lograr una valoración eficiente de los servicios prestados, así como la importancia de contar con medidores inteligentes, estudios actualizados de pérdidas y periodos estacionales.

Tal y como se mencionó, estas recomendaciones están asociadas con una modificación integral en el mediano a largo plazo, sin embargo, en el corto plazo la Universidad Pontificia Comillas también plantea un conjunto de recomendaciones concretas las cuales se exponen a continuación:

“5.1.3 Medición neta sencilla

(...)

Por ello, se recomienda en cuanto sea posible el uso de la modalidad conocida como medición neta completa, que realiza una valoración económica de la energía en la cual el neteo de la energía

es dependiente de la hora o del periodo horario de inyección y de retiro de la energía, o utilizar la venta de excedentes valorados al precio medio de compra o el precio por período. Además, mediante la modalidad de medición neta completa los consumidores deberían de contribuir a pagar los costos de la red u otros costos que se incluyen en la tarifa. El cálculo de estos cargos se presenta en la sección 6, los cuales consisten en unos cargos por potencia o por consumo natural, dependiendo de si la tarifa es monómica o binómica.

En cuanto al corto plazo, se propone a ARESEP, promover un cambio en la legislación vigente, que permita un cambio normativo, para habilitar que la ARESEP pueda desarrollar un mecanismo de medición neta completa para los usuarios con generación distribuida o autoconsumo. (...).” (Chaves et al., 2020, pág. 92)

De este modo, se expone con claridad la importancia de pasar a una MNC que realice una valoración económica de la energía, y logre separar la asignación de precios de la energía inyectada y consumida, para lo cual plantean como alternativas para la determinación del precio la utilización de valoraciones horarias o el uso de los precios de compra-venta por periodos, con lo cual se lograría una mejor contribución a los costos de la red.

En esta misma línea, se encuentran las recomendaciones dadas por Deloitte & Electric Power Engineers (2020), quienes de modo concreto plantean:

“ARESEP debería revisar el proceso actual de remuneración para los productores-consumidores, desacoplando la señal de precio de la tarifa minorista. El método actual de medición neta combinada con una tarifa fija al detalle por volumen implica una señal de precio inadecuada que puede dar lugar a resultados ineficientes y comportamientos que no son útiles para las necesidades de la red y el sistema. Para corregir este problema se debería establecer un método de facturación neta donde la compensación sea monetaria y no basada en la energía. Con un método así, los productores-consumidores pueden inyectar su excedente a la red a tarifa de ventas, obteniendo crédito para compensar su consumo.” (Deloitte & Electric Power Engineers, 2020, pág. 12)

De este modo, lo que plantean los consultores es la necesidad de eliminar la MNS, pues esta puede propiciar resultados ineficientes y comportamientos que no son útiles para las necesidades de la red y el sistema, por ello proponen el desarrollo de una MNC que valore la energía al precio de venta mayorista (es decir la tarifa del sistema de generación), con lo cual se lograría desacoplar la señal de precio de la tarifa al cliente final minorista (del sistema de distribución).

Lo anterior es consistente con lo expresado por Gischler & Janson (2011), quienes plantean que la utilización de precios minoristas plantea costos adicionales al sistema en general, pues esta energía debería valorarse al costo evitado, que es el que emite la señal económica más eficiente.

“Al obligar la compra de energía a precios minoristas en vez de al costo (económico) evitado, un país impone costos adicionales a los hogares y empresas.” (Gischler & Janson, 2011, pág. 57)

Por último, la CGR planteó la necesidad de generar estos cambios en los mecanismos de precios de un modo oportuno, dado que el contexto es muy dinámico y se requiere que las señales tarifarias se ajusten a las condiciones actuales y futuras:

“2.53. Este es un contexto relevante para la adaptación oportuna del modelo eléctrico y su regulación en busca de la optimización del SEN, considerando el impacto futuro de la generación distribuida, en virtud del crecimiento que se proyecta para este tipo de generación a nivel mundial. Al respecto, gerentes del más alto nivel de empresas de energía en el mundo, encuestados en 2015 por la consultora PwC20, estiman que para 2020 la generación distribuida supondrá entre el 10% y 20% de la generación global, y entre el 20% y 30% para el 2030.” (Contraloría General de la República, 2019, pág. 20)

En resumen, las diferentes recomendaciones plantean la necesidad de modificar el esquema tarifario actual para implementar de modo oportuno una MNC que permita una retribución por la energía acorde a la valoración económica de un kWh equivalente que sea comprado en el sistema de generación, dado que este mecanismo de valoración podrá suministrar las señales adecuadas para propiciar la eficiencia en el desarrollo de la actividad.

4.4 Experiencia internacional

Como parte de la contratación desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, se procedió a solicitar un análisis de la experiencia internacional. A continuación, se muestra un resumen del trabajo desarrollado:

“4.2 Revisión de la experiencia internacional respecto a la generación distribuida

En este apartado se resumen los principales aprendizajes de cada uno de los países analizados en la experiencia internacional, la cual se ha descrito en el Producto 4 del presente proyecto y se incluye en el Anexo 2 de este documento.

En cuanto a Colombia, resulta interesante analizar la manera en la que ha afrontado el desafío de regular la generación distribuida y el autoconsumo. Sin embargo, en Colombia la regulación de autoconsumo es relativa y su sistema tarifario no está muy desarrollado. Lo más relevante para Costa Rica es la valoración de los beneficios de la generación distribuida relacionado con la reducción de las pérdidas de energía. También resulta relevante el rol de órganos independientes para la resolución de conflictos relacionados con la interconexión de generación distribuida.

Con respecto a España, resulta interesante el análisis de la tarifa eléctrica para el conjunto de los consumidores debido a la implantación de contadores inteligentes para la gran mayoría de consumidores de baja tensión, lo que permite el desarrollo de tarifas más avanzadas. España ha realizado cambios recientes respecto a la generación distribuida y respecto a aspectos que no funcionaron correctamente en la antigua regulación. Uno de los principales aspectos que se eliminó fue el cargo sobre la energía auto generada (este cargo tenía el objetivo de que los consumidores con generación distribuida contribuyeran como el resto de consumidores al pago de costos del sistema como redes u otros costos regulados). A este cargo se le solía llamar “impuesto al sol”. Este cargo creó una mala imagen sobre la regulación, la cual fue percibida como un impedimento al desarrollo del autoconsumo. Además, este cargo generaba incentivos a no declarar la generación distribuida.

Otro aspecto relevante para Costa Rica es que las tarifas en España se establecen según criterios eléctricos y no por el uso final de la energía. Además, el diseño de los cargos por potencia contratada que entrará en vigor en 2021 varía por períodos y se aplica todos los grupos tarifarios, lo cual es una manera eficiente de reflejar los costos de la red.

España nunca ha implementado el neteo de energía entre varios periodos. Existe una valoración económica de los excedentes o venta de energía que depende del costo de la energía en cada hora y se resta al pago de la energía los costos de los servicios auxiliares. Finalmente, se reguló la generación distribuida conjunta, que permite desarrollar generación distribuida de mayor escala, pero limitada a una distancia máxima de 500 metros.

El Reino Unido es uno de los países más avanzados en cuanto a las tarifas aplicadas a consumidores en general, a pesar de no poseer una gran implantación de contadores inteligentes a nivel residencial. Ofgem, el regulador británico, ha realizado múltiples estudios con el objetivo de implantar unas tarifas de red que permitan un desarrollo eficiente de la misma y del sistema eléctrico en su conjunto. De esta manera, gracias al análisis realizado se muestran las razones por las que se han abandonado las FIT, así como los últimos avances en diseño de tarifas eficientes.

Otro aspecto relevante a resaltar en el Reino Unido, que puede ser de relevancia para Costa Rica, es la creación de una identidad independiente para la resolución de conflictos entre distribuidoras y empresas desarrolladoras y, en última instancia, el regulador puede tener la labor de agente mediador. En Reino Unido no existe además la medición neta sencilla.

Como aprendizaje para Costa Rica de Hawái es la eliminación de la medición neta sencilla y la regulación de los sistemas de almacenamiento. La venta de excedentes se determina por períodos, lo cual puede ser un paso intermedio antes de un sistema de compensación horaria. En cuanto a la tarifa es relevante resaltar la existencia de cargos fijos (\$/cliente) para recuperar ciertos costos que no están relacionados con el consumo de energía.

Finalmente, en el caso de Brasil, como aspecto relevante para Costa Rica es la existencia de un mediador independiente como en el caso de otros países y la posibilidad que el regulador sea el último recurso para resolver conflictos. También es relevante señalar la preocupación del regulador por el desarrollo de la generación distribuida y el impacto negativo que tiene la medición neta sencilla actualmente en vigor en el país. El regulador propone establecer límites para el desarrollo de la generación distribuida y así poder limitar su impacto.

A continuación, se muestran las tablas resumen para la comparación de los países incluidos en el análisis. La Tabla 1 muestra el marco normativo aplicado en cada país, es decir, la regulación aplicable, los límites individuales de potencia instalada para las actividades de autoconsumo o generación distribuida, si se requiere de una solicitud de interconexión, los medidores requeridos, la responsabilidad de pago de los refuerzos de red necesarios y si se permite el autoconsumo compartido y el autoconsumo virtual.

	Colombia	España	Reino Unido	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG RESOLUCIÓN No. 030 DE 2018	RD 1600/2011 RD 244/2019	EREC G98 EREC 99	Rule N.º 14	PRODIST Módulo 3
Límite de potencia instalada	Autoconsumo: 1 MW Generación distribuida: 5 MW	100 kW	3,6/11,04 kW Hasta 50 MW	Sin límite	Micro: 75 kW Mini: 5 MW
Requerimiento de solicitud de interconexión	Sí	Sí, autoconsumo sin excedentes exento	Sí, EREC G98 exento	Sí, instalaciones sin excedentes exento	Sí
Medidor	Bidireccional	Bidireccional o doble medidor	Bidireccional	Generación neta	Bidireccional o doble medidor
Pago de refuerzos	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Micro: exenta Mini: Solicitante
Autoconsumo compartido	No	Hasta 100 kW a 500 m	Sí	Sí, Community solar	Sí
Autoconsumo virtual	No	No	No	No	Sí, pero con intención de revisar

Tabla 1. Comparación Internacional. Marco normativo.

La Tabla 2 muestra los límites de capacidad instalada por circuito o transformador aplicados en cada país. Para Reino Unido no se encontró esta información y depende de los criterios de las empresas distribuidoras.

	Colombia		España	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG Resolución No. 030 DE 2018		RD 1699/2011	Rule N.º 14	Código I-432-0003 de Celesc Distribuição
Criterio	Suma de potencia instalada en un circuito	Energía horaria generada en relación con el promedio anual de las horas de mínima demanda diaria	Suma de potencia instalada en un circuito	Potencia de cortocircuito del transformador (lado primario / lado secundario)	Potencia nominal del generador
Límite	≤ 15 % de la capacidad nominal	≤ 50 %	≤ 50 % de la capacidad térmica	≤ 10 % / ≤ 2,5 %	≤ 10 % de potencia de cortocircuito

Tabla 2. Límites de potencia por circuito o transformador.

Finalmente, la Tabla 3 muestra el tratamiento que se realiza a la energía generada por los generadores distribuidos, ya sea para autoconsumo o no, y los grupos tarifarios en los que se dividen las tarifas aplicadas a los consumidores en general.

	Reino Unido	España	Colombia	Brasil	Hawái
Compensación neta sencilla	No existe	No existe	Mensual con costo margen de comercialización (y costos de distribución, transporte, pérdidas y restricciones)	Sí, con crédito para 60 meses. Se está proponiendo modificarlo	Existió, pero fue eliminado en 2017
Venta de excedentes	Feed-in Tariff eliminadas en 2019 Smart Export Guarantee	Compensación económica a precio de mercado diario e intradiario reduciendo costo de desvíos	A precio mayorista para los auto-consumidores A precio mayorista más el 50% de las pérdidas evitadas para la generación distribuida	No existe, se conservan los excedentes para netear en el futuro. Pasados los 60 meses, el consumidor pierde la compensación por la energía inyectada	Varios programas: Customer Grid Supply Smart Export Guarantee
Grupos tarifarios	Domésticos (con dos segmentos) y no domésticos	Por características eléctricas	Por estrato social	Por tipo de consumidor	Por tipo de consumidor

Tabla 3. Comparación internacional. Tratamiento de la energía generada por los autoconsumidores y generadores distribuidos y grupos tarifarios para los consumidores en general.

Tal y cómo se observa en las tablas anteriores, las condiciones de la generación distribuida en los países analizados son diferentes. Aun así, a continuación, se muestran las conclusiones más importantes extraídas de este análisis.

- *Los programas de medición neta sencilla se han ido abandonando, ya que son perjudiciales si se compensa el costo total del suministro eléctrico ya que permitiría que los consumidores dejen de pagar por costos del sistema como las redes, servicios auxiliares o no se valore el costo real de la generación que puede cambiar de una hora a otra.*
- *Las ventas de los excedentes de generación en España y Reino Unido varían por hora o periodo para que reflejen los costos de generación que sustituyen.*
- *Los grupos tarifarios no deberían depender del tipo de consumidor (como se hace en Brasil, Hawái o Colombia), sino de las características eléctricas del punto de consumo.*
- *Los requisitos de medidores son claves para evaluar impactos de la generación distribuida e implementar tarifas avanzadas.*
- *El autoconsumo compartido o generación distribuida conjunta es una opción que se está implementando en los países.*
- *El autoconsumo virtual⁶ no se recomienda ya que el único país de los analizados que lo permite actualmente es Brasil y el regulador, ANEEL, pretende revisar dicho mecanismo debido a sus ineficiencias a la hora de enviar señales económicas a los consumidores." (Chaves et al, 2020, págs. 67-71)."*

4.5 Enfoque Regulatorio propuesto

En esta metodología es necesario un esquema regulatorio flexible, que propicie la optimización y que sea un instrumento habilitante que permita a los usuarios con recursos energéticos distribuidos competir para maximizar la eficiencia del sistema eléctrico al ofrecer sus excedentes de energía.

En este sentido, el artículo 12 de la Ley N° 10086 establece de forma explícita que la compensación económica (compra-venta) de los excedentes de energía eléctrica debe responder a criterios de oportunidad, necesidad, eficiencia y conveniencia; mientras que el artículo 7, inciso a) de esta misma Ley establece

⁶ Modalidad de la generación distribuida para autoconsumo en donde los sistemas de generación distribuida para autoconsumo desligan el punto de consumo del punto de generación. El productor consumidor de un sistema que produce excedentes registrados en un medidor (punto de generación) se le reconocen en otro medidor (punto de consumo).

la obligación, por parte de las empresas distribuidoras de realizar inversiones y estudios técnicos para la integración de los recursos energéticos distribuidos que cumplan con los principios de eficiencia, eficacia y servicio al costo. Por otra parte, esta misma Ley establece la obligación de no crear subsidios en las tarifas (artículos 6 –incisos b y e) y 7(inciso a).

Por lo anterior, se propone un esquema de tarifa máxima de compra-venta de excedentes y el reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo, dado que reúne las características necesarias para crear un mecanismo flexible, lo cual es de gran relevancia en este caso.

A continuación, se detallan algunos de los elementos más importantes que justifican la elección de este enfoque:

- La tarifa máxima permite crear un mecanismo flexible, lo cual es de gran relevancia en este caso, dado que existen cambios significativos en periodos cortos de tiempo y es necesario que el esquema tarifario logre reaccionar de modo dinámico ante esas situaciones, además, permite un mayor conjunto de oportunidades y espacios de negociación entre los agentes.*
- Propicia la competitividad y estimula la eficiencia, elemento fundamental a tomar en consideración dentro de los principios tarifarios. Este esquema es característico por su alto grado de estimulación de la eficiencia, al dar la oportunidad a los agentes de competir con base en sus costos y de esta manera no estar sujetos a un valor único, sino plantear ofertas que pueden ser más rentables que otros proyectos de kWh equivalentes, lo cual a su vez permitiría propiciar la asignación óptima de los recursos.*
- Genera los incentivos para la adquisición de la generación distribuida u otros excedentes, pues las empresas distribuidoras tendrán un incentivo a la compra si logran adquirir la energía a un precio menor o igual al de un kWh equivalente. De ese modo con una tarifa máxima, se daría la flexibilidad necesaria para que se presenten este tipo de incentivos importantes para el desarrollo de la actividad.*
- Como se indicó en secciones previas, es relevante que los precios se desacoplen a los precios del sistema de distribución, y estén asociados a los precios del sistema de generación⁷, por lo cual, la tarifa máxima a utilizar sería un precio de generación de referencia, lo cual permite que ambas metodologías sean interoperables y mantengan consistencia entre instrumentos. Esto es de gran relevancia pues permitiría que cualquier cambio en el sistema de generación se transfiera sin problema a la tarifa*

⁷ No implica el cobro de peaje de transmisión.

de compra-venta de excedentes, además permiten la utilización de criterios y estructuras tarifarias consistentes con las del sistema de generación.

- *No es necesario el desarrollo de un cálculo tarifario específico y exhaustivo para los generadores distribuidos, de este modo no se debe diseñar una tarifa específica por tipo de tecnología o condiciones de los servicios, lo cual operativamente es muy complejo y los cambios tecnológicos significativos en este sector, podrían ocasionar la obsolescencia del planteamiento con facilidad, al tiempo que la propuesta en cuestión fomenta la neutralidad y equidad de condiciones, permitiendo que los kWh equivalentes reciban un tratamiento similar.*
- *Permite afrontar el problema de la asimetría de información, pues al regular a los generadores distribuidos se requeriría de una cantidad importante de información de costos y operación de una gran cantidad de agentes, sin embargo al emplear una tarifa máxima de referencia que estará en función del sistema de generación, no sería indispensable contar con esa información detallada, y el seguimiento de los precios efectivamente pagados podrán revelar información relevante sobre la evolución de la actividad, su nivel de eficiencia e implícitamente de los costos generales a partir de las retribuciones aceptadas.*

Para la determinación de la tarifa máxima, se analizaron diversos estudios realizados a nivel nacional e internacional, los cuales arrojaron conclusiones importantes sobre criterios a tomar en consideración, a continuación, se detallan los extractos más relevantes:

Para la determinación de un precio que valore adecuadamente la energía inyectada, es necesario que dicho monto esté acoplado al sistema de generación, por considerar que es el sistema acorde a los kWh equivalentes producidos por estos servicios distribuidos, tal y como se muestra a continuación:

*“Esta tarifa de ventas debe reflejar los costos de la generación, y se puede determinar de diferentes maneras, utilizando el costo marginal del sistema o el costo de generación reconocido en la tarifa minorista, o tarifas especiales para cada tipo de tecnología de DREG. La transición a facturación neta mitigaría los subsidios cruzados a los productores-consumidores y proporcionaría una señal de precio más adecuada para inversiones futuras en la DREG para autoconsumo.”
(Deloitte & Electric Power Engineers, 2020, pág. 12)*

En esta determinación del precio es necesario realizar una valoración económica horaria de la energía, de modo que el precio varíe a lo largo del día, tal y como se describe a continuación:

“Por ello, se recomienda en cuanto sea posible el uso de la modalidad conocida como medición neta completa, que realiza una valoración económica de la energía en la cual el neteo de la energía es dependiente de la hora o del periodo horario de inyección y de retiro de la energía, o utilizar la venta de excedentes valorados al precio medio de compra o el precio por período.” (Chaves et al., 2020, pág. 92)

Por lo anterior, se propone que el precio se determine en función del costo de oportunidad de la energía, dado que, por las características técnicas de la electricidad, la energía que se inyecte podrá ser aprovechada por otros usuarios y con base en el principio de neutralidad, el usuario final no discriminará de donde provenga la misma, pues terminan siendo kWh equivalentes, tal y como se menciona seguidamente:

“El reconocimiento de los excedentes debería realizarse al costo de oportunidad de la energía del sistema de distribución que de todas formas ya se calcula por parte de ARESEP. El ejemplo de aplicación se observa en el circuito en la Figura 8.9, donde se muestra que la energía excedente del abonado con panel fotovoltaico se “re-vende” en el abonado vecino. Para el vecino la fuente de donde se origina esta energía no es relevante siempre y cuando pague el mismo precio, que sería nuevamente el costo de oportunidad del sistema.” (Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2015, pág. 220)

Lo anterior, guarda consistencia con los resultados expuestos en la experiencia internacional, en la cual se indica que, en la mayoría de los casos el precio de referencia se determina con base en el valor de un kWh equivalente en el mercado mayorista.

La idea que se asume en el planteamiento es la siguiente: el agente que vende la energía estará obteniendo el valor de mercado correspondiente y el comprador está obteniendo un valor equivalente a su costo de oportunidad, es decir al costo que le implicaría en su caso, sustituir el kWh comprado al generador distribuido por un kWh equivalente en el mercado contemplando todas las alternativas de compras de energía existente incluyendo los sistemas de generación propia que tenga una empresa distribuidora, esto siguiendo el supuesto de racionalidad, donde el costo de oportunidad reflejará la mejor opción de compra posible o el precio más eficiente (menor) dentro de ese conjunto de alternativas posibles.

Este mecanismo de determinación de precio es el que permite teóricamente que se logre una asignación eficiente, tal y como se indica a continuación:

“Por ello, el que los agentes construyan sus ofertas a partir de sus costes de oportunidad es lo que hace que el mercado sea un mecanismo de asignación eficiente (es decir, utilización óptima de los recursos disponibles). Esta asignación eficiente no se lograría si las ofertas reflejaran los costes variables.

Sin embargo, en ocasiones se aducen equivocadamente problemas de competencia debido a la confusión entre los conceptos de coste variable y coste de oportunidad.” (Energía y Sociedad, 2021)

Dado que a nivel nacional no se dispone de un mercado mayorista de electricidad para determinar este precio de referencia que se debe utilizar al realizar una asignación eficiente, es necesario realizar una aproximación con base en el costo de oportunidad respectivo a partir del esquema tarifario existente en el sistema de generación. Al respecto Weinstok (2020) indica:

“Concerniente al modelo SFVR, se recomienda aplicar una estructura tarifaria al componente que reconoce el costo de la energía comprada por la empresa distribuidora al sistema de generación eléctrica, el cual debe ser transferido al consumidor. Este es un costo variable que se debería cobrar por kWh consumido, pero con variaciones de precio según cada segmento de la estructura tarifaria. Los precios por establecer en cada segmento de la estructura tarifaria deberían ser una aproximación del costo de oportunidad de la electricidad para el sistema eléctrico, en cada uno de ellos.” (Weinstok, 2020, pág. 42)

En función de lo anterior, estos agentes establecen acuerdos para comprar y vender energía, dadas las particularidades específicas del SEN, el comprador en este caso será específicamente una empresa distribuidora de electricidad y los vendedores de excedentes podrán ser generadores distribuidos u otras empresas distribuidoras de electricidad de conformidad con la Ley N° 10086.

Dado que se asume que los agentes actúan de modo racional, se espera que tomen la decisión marginal que les permita maximizar sus beneficios, por lo cual, en el proceso de compra-venta de estos excedentes, ante la existencia de diversas ofertas para un kWh equivalente, se optará por la que posea el precio menor.

Por ello, se propone utilizar el costo de oportunidad como mecanismo para determinar la tarifa máxima, pues propicia la eficiencia y asignación óptima de recursos, al tiempo que genera los incentivos a la compra de excedentes al permitir que los mismos se adquieran a un precio menor o igual al de la mejor opción que se está sustituyendo, es decir al costo de oportunidad correspondiente.

Para determinar este costo de oportunidad, se requiere identificar el monto unitario a pagar por la empresa distribuidora referente a todas las opciones de compra de un kWh de energía equivalente, estos montos se fijan mediante las metodologías ordinarias y extraordinarias del sistema de generación, el cual para algunas empresas puede estar diferenciado por periodo horario, estacional o ambos, y eventualmente a futuro, la ARESEP o el ente que se defina, podrá desarrollar esta diferenciación para aquellas empresas que no lo poseen. De manera similar, el monto unitario por potencia corresponde al monto por pagar por kW de potencia comprado por la empresa eléctrica, con diferenciación por periodo horario, estacional o ambos.

Debido a que este costo de oportunidad se obtendrá a partir de las estructuras tarifarias existentes en el sistema de generación, es necesario que estas estructuras tengan una composición similar, en caso contrario se deberá realizar un proceso de homologación para realizar la adecuada comparación de las opciones existentes, este proceso es explicado con detalle más adelante.

De esta manera, a partir del análisis desarrollado, el enfoque propuesto es la utilización de una tarifa máxima, este precio se determinará para cada empresa, periodo horario, periodo estacional, moneda y tipo de bloques existentes en la estructura homologada, con base en el costo de oportunidad de un kWh equivalente y en las estructuras tarifarias aprobadas.

Con base en las negociaciones entre empresas distribuidoras, así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido se determinará el precio efectivo con el cual se pagará cada uno de los excedentes inyectados o ventas de excedentes entre empresas distribuidoras, este precio efectivo deberá ser menor o igual al precio máximo estimado por la ARESEP.

Lo anterior, es consistente con lo definido en la Política Regulatoria de la ARESEP, dictaminada en la resolución RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021 y publicada en La Gaceta 209 del 15 de octubre de 2021, específicamente en el objetivo específico 3, el cual indica:

“Desarrollar una regulación que provea las señales necesarias para llevar la prestación de los servicios públicos hacia la senda de la eficiencia, la eficacia, tanto de manera individual, por sector o industria, considerando el principio de servicio al costo eficiente, la aplicación de enfoques regulatorios comparados y ejercicio de un modelo regulatorio oportuno, apoyado en las mejores prácticas y en la articulación de los instrumentos de política”.

(...)

IX. Que del informe IN-0071-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta del 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 (Ley N.º 10086) (Tarifa T-DER), se basa y fundamenta en lo siguiente:

CAPÍTULO IV: 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 (TARIFA T-DER)

(...)

4 JUSTIFICACIÓN

La evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional desde 2015 a la fecha, en especial de sistemas de generación distribuida predominantemente fotovoltaicos, hace necesaria la revisión periódica y oportuna de la regulación

en materia de generación distribuida, tanto en sus aspectos técnico-ingenieriles como para brindar señales de precio acordes al contexto y al impacto de los recursos energéticos distribuidos sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense, y particularmente lo relacionado con la asignación de costos para los generadores distribuidos y la valoración económica de los excedentes.

Por otra parte, a partir de la entrada en vigor de la Ley N.º 10086 (enero-2022), se modifica sustancialmente el marco legal para el aprovechamiento de los recursos energéticos distribuido; estableciendo una serie de condiciones, requisitos y obligaciones, tanto para las empresas eléctricas distribuidoras, como para el ente rector y el ente regulador; así como para los mismos generadores distribuidos y propietarios de DER.

En este contexto, en las siguientes secciones se analizan en detalle las principales razones que ameritan el desarrollo de una nueva metodología tarifaria que les permita a las empresas eléctricas distribuidoras cubrir todos los costos relacionados con esta actividad.

4.1 Mercado de los recursos energéticos distribuidos

Mediante la Ley N.º 10086 se definió la generación distribuida para autoconsumo como el “conjunto de tecnologías o equipos necesarios para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable utilizados por el generador distribuido” (artículo 2 inciso h), donde generador distribuido corresponde a “persona física o jurídica que posea y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, en la modalidad de operación con entrega de excedentes a la red, operación sin entrega de excedentes a la red y operación en isla. A los efectos de la presente ley, los generadores de energía eléctrica autónoma o paralela, al amparo de la Ley N.º 7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, de 28 de setiembre de 1990, no se considerarán generadores distribuidos ni podrán utilizar sus concesiones para tal fin” (artículo 2 inciso i) y donde las fuente de energía renovable se define como “fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural” (artículo 2 inciso g).

Asimismo, es importante tomar en consideración que la Ley N.º 10086 define los recursos energéticos distribuidos de la siguiente manera: “Recursos energéticos distribuidos; (DER): son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de exportar potencia eléctrica activa. A los efectos de la presente ley se entienden como DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo; (b) los sistemas de almacenamiento de energía y (c) los vehículos eléctricos, incluyendo los sistemas de interconexión o suplementarios necesarios para cumplir con los requerimientos de la red y su gestión de la demanda” (artículo 2 inciso p).

Con el fin de presentar el comportamiento de la generación distribuida en el país, se cuenta con los datos de facturación y generación por usuario con sistemas de generación distribuida y por empresa distribuidora para el periodo comprendido entre enero del 2017 y diciembre del 2021. Es importante indicar que, la Ley N.º 10086 fue aprobada en enero del 2022, por tanto, los datos que se presentan a continuación no reflejan las condiciones establecidas en la ley para la generación distribuida.

Cabe señalar que MINAE dispone de un registro de sistemas de generación distribuida para autoconsumo. Al 31 de enero de 2021 se contaba con 2.252 registros, sumando en su conjunto una capacidad instalada de 73.604,79 kW. Es importante contrastar dicho dato con la capacidad instalada a nivel nacional reportada por el Centro Nacional de Control de Energía en su informe anual de 2020, la cual es de 3.537.178 kW, por lo que, en ese momento, la capacidad instalada de generación distribuida registrada representa un 2,08% de la capacidad instalada de generación a nivel nacional.

De acuerdo con los datos disponibles en la Intendencia de Energía, la generación distribuida experimentó un crecimiento importante entre estos años, durante el 2017 esta actividad representó 0,07% del total de energía consumida en el país, mientras que en 2020 ascendió a 0,61%. Llama la atención que, durante 2020 esta energía llegó a cuadruplicar la totalidad de energía solar generada por empresas distribuidoras a nivel nacional (plantas solares de ICE, Coopelesca y Coopeguanacaste).

Cabe señalar que la generación distribuida es predominantemente fotovoltaica, para diciembre 2021 representó un 99,75% del total de generadores distribuidos, asimismo, para el 2021 la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos representó el 87,35% del total de energía generada por los generadores distribuidos.

Según los datos de facturación y generación provistos por cada empresa, en diciembre de 2017 se contabilizaban 674 generadores distribuidos, cifra que a finales de 2021 se elevó a 2 830 (320% de crecimiento).

Cuadro 4. Cantidad de generadores distribuidos por año según empresa distribuidora, 2017-2021 ^{a/ b/}

Empresa	2017	2018	2019	2020	2021
CNFL	307	476	684	902	1074
COOPEALFAROR UIZ		4	5	7	8
COOPEGUANAC ASTE	49	105	146	204	266
COOPELESCA	15	36	57	68	80
COOPESANTOS	9	24	33	41	67
ESPH	45	69	109	127	149
ICE	248	462	693	851	1138
JASEC	1	7	24	34	48
Total	674	1183	1751	2234	2830

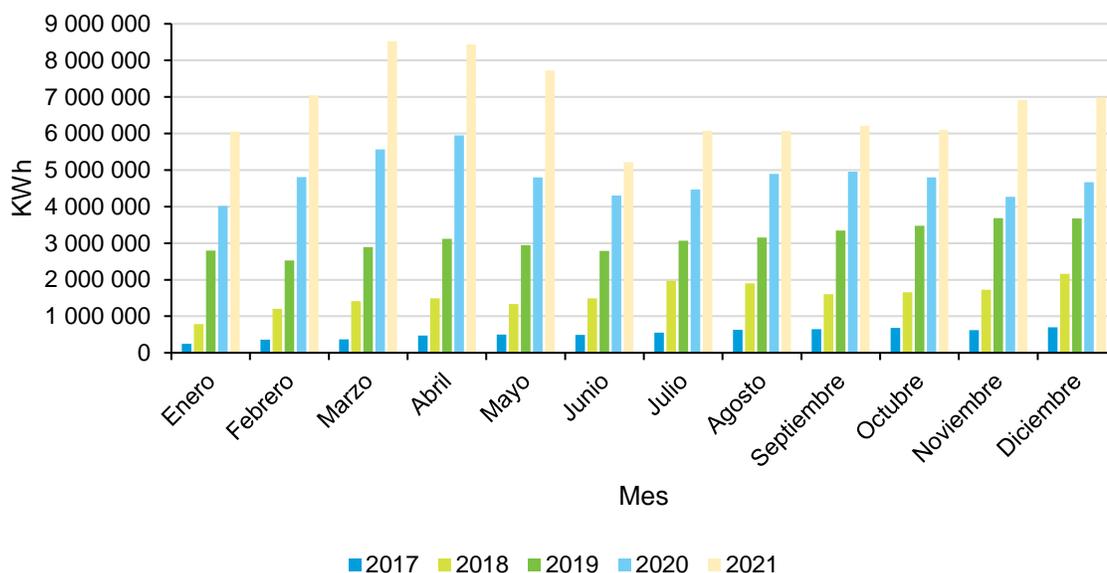
a/ Cifras
preliminares

b/ Cantidad a diciembre de cada año

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

Adicionalmente, la energía generada por parte de los generadores distribuidos, durante 2021 fue considerablemente mayor en comparación con años anteriores (figura 1), caracterizada por una tendencia creciente cuyo máximo fue alcanzado en el mes de marzo. Durante el año 2017 se generó un total de 6,2 GWh; cifra que es trece veces mayor en 2021, cuando se generó 81,3 GWh.

Figura 13. Energía generada por los generadores distribuidos, por mes y año, 2017-2021^{a/}



a/ Cifras preliminares

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

En el cuadro 2 se detalla la distribución porcentual de la energía generada anualmente por empresa y provincia. La participación de la CNFL y el ICE disminuyó en cerca de diez puntos porcentuales durante el periodo analizado mientras que ESPH y Coopelesca experimentaron los incrementos más significativos (4,8 y 8,6 puntos porcentuales, respectivamente). Con respecto a la distribución por provincia, San José y Alajuela concentran más de la mitad de la generación distribuida en el país, llama la atención el caso de la provincia de Limón, pues pasó de generar 0,7% del total en 2017 a 5,5% en 2021.

Cuadro 5. Cantidad total de energía generada por año y distribución porcentual según empresa y provincia, 2017-2021^{a/}

Característica	2017	2018	2019	2020	2021
Total (kWh)	6.255.092	18.738.744	37.469.104	57.483.769	81.337.973
Por empresa (%)					
CNFL	47,6	41,5	39,6	43,1	37,7
COOPEALFARORUIZ	0,0	0,2	0,1	0,3	0,3
COOPEGUANACASTE	5,8	8,1	7,1	5,5	6,0
COOPELESCA	3,4	4,0	4,3	5,2	12,0
COOPESANTOS	0,9	4,5	2,6	1,8	4,1
ESPH	2,1	2,7	6,3	8,4	6,9

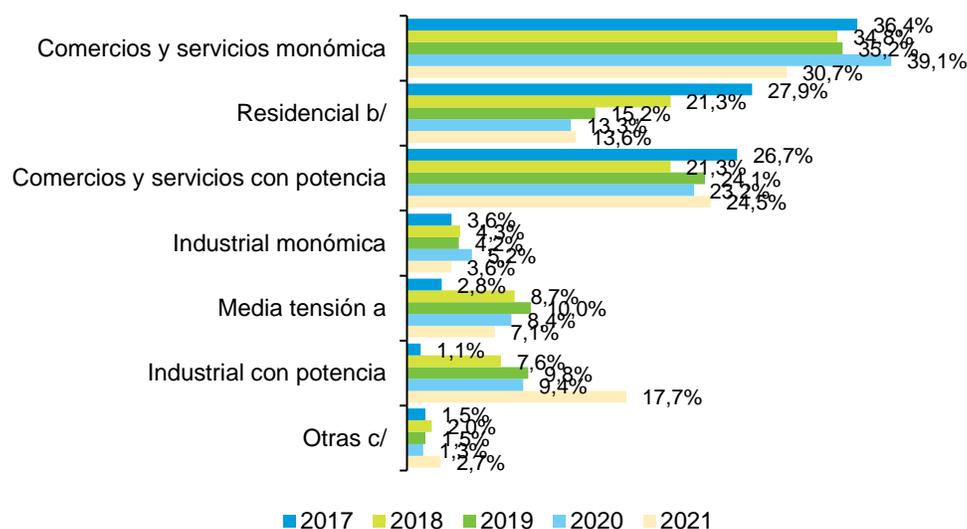
	ICE	40,1	38,5	38,2	32,4	30,1
	JASEC	0,1	0,5	1,8	3,3	2,9
Por provincia (%)	San José	41,0	36,0	34,1	36,9	35,0
	Alajuela	29,3	25,1	23,5	19,3	24,9
	Cartago	2,1	3,6	6,7	5,2	4,4
	Heredia	8,9	9,2	11,9	15,6	13,3
	Guanacaste	8,9	12,0	10,4	9,9	10,8
	Puntarenas	9,0	7,8	7,0	6,0	6,0
	Limón	0,7	6,3	6,3	7,1	5,5

a/ Cifras preliminares

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

En la figura 2 se presenta la distribución por tipo de tarifa del total de energía generada anualmente. Más de la tercera parte fue generada por cliente categorizados como “comercios y servicios monómica” (T-COM), seguido de la tarifa “comercios y servicios con potencia” (T-COB) donde se generó alrededor del 24,5% en 2021 y la de “residencial” con 13,6%. Estos dos últimos tipos de servicios muestran un cambio importante pues disminuyó considerablemente su participación a través de los años; mientras que las tarifas “Media Tensión a” (T-MT) e “industrial con potencia” (T-INB) aumentaron su participación entre 2017 y 2021.

Figura 14. Distribución porcentual de la energía generada por abonados productores por año según tipo de tarifa, 2017-2021^{a/}



a/ Cifras preliminares

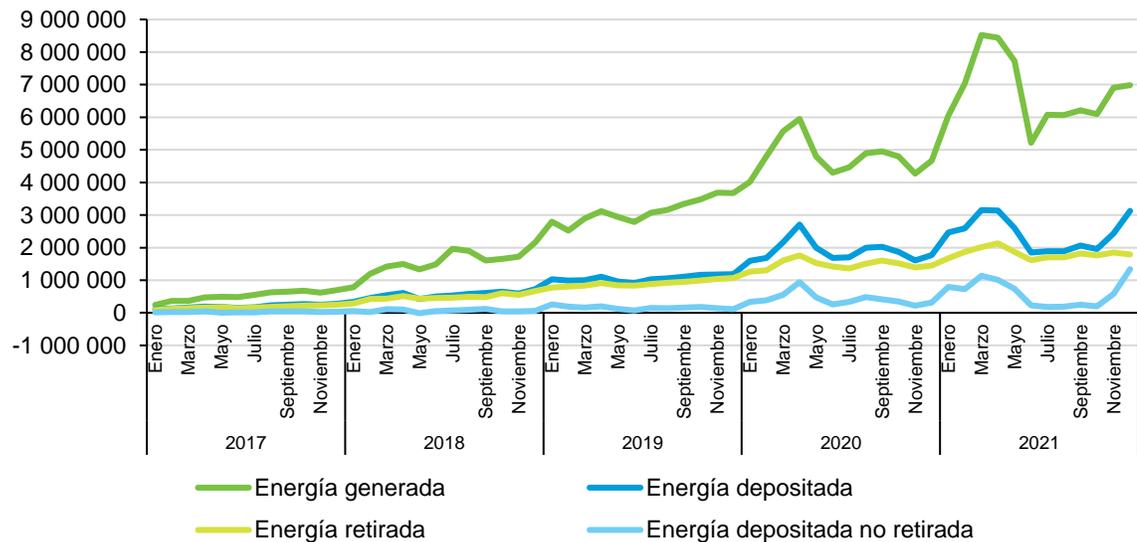
b/ "Residencial" incluye las tarifas: Residencial (T-RE) y Residencial horaria (T-REH).

c/ "Otras" incluye las tarifas: Preferencial monómica (T-CSM), Preferencial con potencia (T-CS), Promocional monómica (T-PRM) y Promocional con potencia (T-PRB).

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021

En el año 2017, el total de abonados productores inyectaron mensualmente en la red alrededor de 200 MWh, mientras que en 2021 esta cifra fue de 2,4 millones de MWh en promedio por mes. En la figura 3 se muestra la energía depositada y retirada de la red, se observa la tendencia al aumento en la energía depositada, congruente con el crecimiento que ha presentado la actividad durante el periodo estudiado, además se observa que casi en todos los meses la energía depositada es mayor a la energía retirada.

Figura 15. Cantidad de energía depositada y retirada de la red por mes y año, 2017-2021^{a/}



a/ Cifras preliminares

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

El porcentaje de energía retirada mensualmente por los generadores distribuidos como parte de la energía depositada ha mantenido un comportamiento relativamente estable a lo largo del periodo bajo estudio, ronda entre 57% y 103%, situaciones que se presentaron en diciembre de 2021 (mínimo registrado) y mayo de 2018 (máximo registrado),

respectivamente. En promedio, en 2017 los generadores distribuidos retiraron mensualmente el 87% de la energía que depositaron, en 2018 el porcentaje aumentó levemente siendo de 89%, en 2019 fue de 85% y en 2021 se presentó la proporción más baja, siendo de 77%.

La energía depositada en la red mensualmente representa en promedio el 37% de la energía generada por los abonados productores. En el mes de julio de 2018 se presentó la menor proporción de energía depositada en relación con la energía generada y representa 26,8%, mientras que en abril de 2020 se presenta la mayor (45,5%).

Antes de continuar con el análisis, es importante definir el consumo natural, el cual representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía; se calcula como la energía generada menos la energía depositada más la energía retirada, en términos matemáticos se representa de la siguiente forma:

$$CN_{i,t} = EG_{i,t} + ER_{i,t} - EI_{i,t}$$

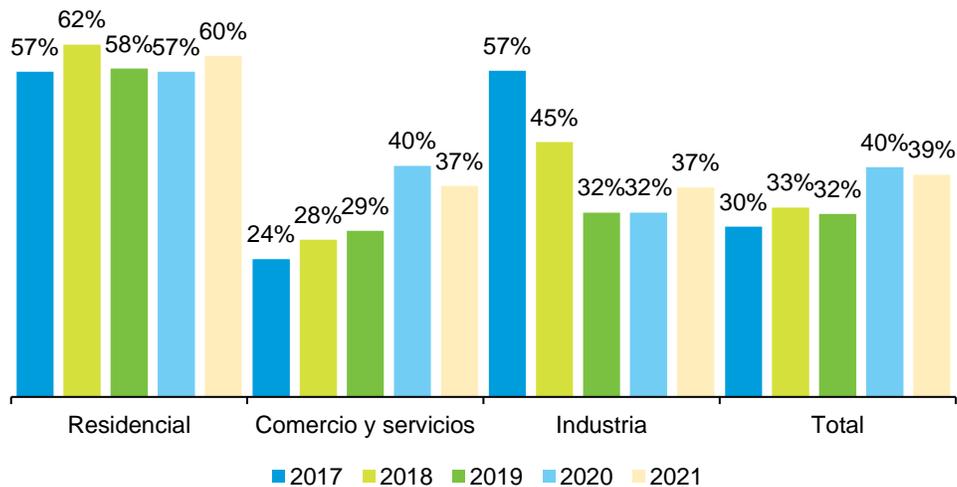
Donde:

$CN_{i,t}$	Es el consumo natural del generador distribuido i en el periodo t .
EG_{it}	Es la cantidad de energía generada por el generador distribuido i en el periodo t .
ER_{it}	Es la cantidad total de energía retirada por el generador distribuido i en el periodo t . (Incluye la energía que se retira por concepto de consumo diferido y la energía que se compra a la empresa distribuidora).
EI_{it}	Es la cantidad de energía inyectada o depositada por el generador distribuido i en el periodo t .

El total de energía generada por los abonados productores en 2017 representó 30% de su consumo natural, este porcentaje aumentó en 2020 y fue de 40%; las mayores diferencias se observan en el sector industrial, donde disminuyó la proporción con respecto al consumo natural, debido al ingreso de empresas con grandes consumos que están incursionando en la generación distribuida.

Por su parte, en el sector residencial se observa una tendencia estable en este porcentaje, aunque se están desarrollando proyectos más grandes de autoconsumo. En general se observa que, para el año 2021 las residencias con sistemas de generación distribuida logran cubrir el 60% de su consumo a través de la energía que ellos mismos generan (Figura 4).

Figura 16. Porcentaje de energía generada como parte del consumo natural por año según categoría tarifaria, 2017-2021^{a/}



a/ Cifras preliminares

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

4.2 Aspectos teóricos del diseño de tarifas

La Ley N.º 7593 determina que, dentro de los principios básicos de los mecanismos tarifarios a desarrollar, se debe garantizar el servicio al costo y la determinación eficiente de este costo, lo anterior, es contemplado en la literatura especializada, de un modo más amplio como menciona (Chaves et al, 2020, pág. 65) al indicar: “el objetivo del diseño tarifario no debería ser únicamente asegurar la recuperación de costos, sino también dirigir las acciones de los usuarios a un uso más eficiente del sistema eléctrico”, al respecto dichos autores mencionan que a partir de la revisión de Burger et al. 2019; OECD 2011; I. Pérez-Arriaga 2016; Rodríguez Ortega et al. 2008, se llega al consenso general de que las tarifas eléctricas deberían contemplar los siguientes principios:

“Eficiencia económica: los bienes o servicios deben ser consumidos por quien más se beneficia de ellos (I. J. Pérez-Arriaga 2013). El objetivo principal de este principio es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del

sistema, sino también los costos del sistema a largo plazo. Esta minimización de los costos del sistema se puede lograr enviando señales económicas eficientes a los usuarios del sistema que fomenten el uso eficiente de la red (Batlle 2011).

Una de las principales cuestiones que surgen cuando se mide la eficiencia económica es qué costos deben incluirse en los costos totales del sistema (European Commission 2018). Por ejemplo, un gran despliegue de vehículos eléctricos elevaría los costos del sistema eléctrico, ya que se necesitarían refuerzos de la red. Sin embargo, también disminuiría el número de vehículos impulsados por combustibles fósiles y, por consiguiente, el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂.

Por lo tanto, para calcular con precisión la minimización de los costos totales del sistema, se deberían tener en cuenta los beneficios externos en estos otros sistemas.

Una vez definidos los costos totales del sistema, se pueden establecer los criterios para obtener la **eficiencia económica**:

11. *Minimización de costos del sistema: el objetivo principal del diseño de tarifas es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del sistema sino también los costos del sistema a largo plazo, considerándose las inversiones futuras y los costos asociados.*
12. *Reflectividad de costos: la tarifa eléctrica refleja los costos del suministro de electricidad, reconociendo que estos precios pueden variar según el tiempo, la ubicación y la calidad de suministro (Pollitt 2018). Consideraciones adicionales para asegurar la reflectividad de costos:*
 - *Aditividad de los costos: los consumidores pagan la suma de los costos que su consumo induce a los costos totales del sistema.*
 - *Simetría: el consumo y la inyección en el mismo nodo y al mismo tiempo se pagan/cobran por igual (con signo opuesto).*
 - *Robustez frente a la agregación de consumidores: el importe pagado por la agregación de consumidores es igual a la suma de los pagos de cada consumidor conectado por separado a la red.*
13. *Previsibilidad: En el corto plazo, cuán precisamente los consumidores pueden estimar el monto que pagarán antes de consumir la electricidad. A largo plazo, asegurar la menor incertidumbre regulatoria a los usuarios.*

14. *Neutralidad tecnológica: la tarifa debería ser agnóstica a las actividades particulares para las cuales se utiliza la red o la tecnología utilizada para retirar o inyectar energía en la red (I. J. Pérez-Arriaga 2013).*
15. *Minimización de subsidios cruzados: las acciones de un usuario no deberían tener un impacto negativo en los cargos aplicados a otros usuarios (Burger et al. 2019; Strielkowski, Štreimikienė, and Bilan 2017).*

Equidad: de acuerdo con (I. J. Pérez-Arriaga 2013), una tarifa equitativa no debería proporcionar ninguna ventaja a un determinado usuario frente a otro usuario. Esta definición conlleva muchas implicaciones, de las que las más discutidas son las que en (Burger et al. 2019) se definen como equidad en la asignación, equidad distribucional y equidad transicional.

7. *Equidad en la asignación: usos de red idénticos deberían ser cargados de la misma manera. En cuanto a usos de red idénticos nos referimos a localizaciones y patrones de consumo comparables, sin tener en cuenta la naturaleza del usuario, el uso final de la energía o los dispositivos que se encuentren tras el medidor. A pesar de que la equidad en la asignación se deriva de la definición de equidad, sus implicaciones están completamente alineadas con el principio de eficiencia económica.*
8. *Equidad distribucional: los cargos aplicados a los consumidores deberían ser proporcionales a la capacidad de pago de cada usuario. Esta implicación es especialmente relevante cuando se asignan costos en los que no es posible enviar una señal de eficiencia económica. A su vez, la equidad distribucional normalmente colisiona con el principio de eficiencia económica.*
9. *Equidad de transición: la transición de una tarifa antigua a una nueva debería realizarse de manera gradual y sin cambios abruptos en los cargos.*

Simplicidad: la tarifa debería ser fácil de entender para la gran mayoría de la población a fin de facilitar la comprensión y la aceptación entre los usuarios del sistema (Nijhuis, Gibescu, and Cobben 2017).

Transparencia: la publicación y explicación de la metodología de diseño de las tarifas es el único mecanismo disponible para verificar si se están cumpliendo los demás principios.

La dificultad de cumplir simultáneamente todos los principios en una metodología es también un consenso general, ya que los principios generan conflictos entre sí. Por ejemplo, y como se ha indicado previamente, la equidad distribucional limita la eficiencia económica (Batlle 2011; I. J. Pérez-Arriaga 2013)". (Chaves et al, 2020, págs. 65-67)

En función de lo anterior, es necesario generar un esquema que emita las señales de precios adecuados, de modo que se propicie la asignación óptima de los recursos, a fin de que los agentes logren tomar decisiones que permitan maximizar su bienestar y el de la sociedad en general, lo que a su vez permitiría el desarrollo eficiente de la actividad.

De este modo, se deberán incentivar la competitividad, y el desarrollo de iniciativas que logren ser valoradas no desde una perspectiva individual aislada, sino de un modo integral en el SEN, con un conjunto de condiciones homogéneas, equitativas, transparentes y neutrales que permitan valoraciones económicas similares para cada kWh equivalente y que por consiguiente propicien una retribución que logre reflejar adecuadamente los costos eficientes respectivos, y permita incentivar a los agentes a maximizar la operación óptima de sus instalaciones, en concordancia con las condiciones de oferta y demanda contemplados al momento de la valoración económica de los excedentes.

En conclusión, en la propuesta metodológica debe primar la búsqueda de lineamientos que permitan establecer tarifas eléctricas que cumplan con los principios expuestos y fomenten el adecuado funcionamiento del servicio público en cuestión.

En el caso particular de las tarifas relacionadas con los recursos energéticos distribuidos, esta propuesta busca reconocer y visibilizar todos los costos en que incurren las empresas eléctricas distribuidoras para atender las demandas de los diferentes tipos de recursos energéticos distribuidos en el sistema, en resguardo de los principios de eficiencia, previsibilidad, neutralidad tecnológica, minimización de subsidios cruzados, equidad, simplicidad y transparencia que se han detallado.

4.3 Experiencia internacional

Como parte de la contratación desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, se procedió a solicitar un análisis de la experiencia internacional. A continuación, se resumen los principales aspectos a destacar en dicho informe del año 2020 para los países analizados:

- **Colombia:** La regulación de autoconsumo es relativa y su sistema tarifario no está muy desarrollado. Aspectos relevantes son la valoración de los beneficios de la generación distribuida relacionado con la reducción de las pérdidas de energía y el rol de órganos independientes para la resolución de conflictos relacionados con la interconexión de generación distribuida.
- **España:** Resulta interesante el análisis de la tarifa eléctrica para el conjunto de los consumidores debido a la implantación de contadores inteligentes para la gran mayoría de consumidores de baja tensión, lo que permite el desarrollo de tarifas más avanzadas. Se realizan modificaciones en la regulación de la generación distribuida como la eliminación del cargo sobre la energía auto generada⁸, dado que creó una mala imagen sobre la regulación, la cual fue percibida como un impedimento al desarrollo del autoconsumo. Además, este cargo generaba incentivos a no declarar la generación distribuida.

Las tarifas se establecen según criterios eléctricos y no por el uso final de la energía y el diseño de los cargos por potencia contratada varía por periodos y se aplica a todos los grupos tarifarios, lo cual es una manera eficiente de reflejar los costos de la red.

Nunca se ha implementado el neteo de energía entre varios periodos, solo existe una valoración económica de los excedentes o venta de energía que depende del costo de la energía en cada hora y se resta, al pago de la energía, los costos de los servicios auxiliares.

⁸ Cargo que tenía el objetivo de que los consumidores con generación distribuida contribuyeran como el resto de los consumidores al pago de costos del sistema como redes u otros costos regulados, denominado "Impuesto al Sol"

- **Reino Unido:** *El regulador británico ha realizado múltiples estudios con el objetivo de implantar unas tarifas de red que permitan un desarrollo eficiente de la misma y del sistema eléctrico en su conjunto, por esto han abandonado las FiT⁹ y han presentado avances en el diseño de tarifas eficientes.*

En Reino Unido no existe la medición neta sencilla y, a pesar de no contar con una amplia implantación de contadores inteligentes a nivel residencial corresponde a uno de los países más avanzados en cuanto a las tarifas aplicadas a consumidores en general.

Finalmente, para atender conflictos entre distribuidoras y empresas desarrolladoras, se crea una entidad independiente centrada en la resolución de conflictos; aunque, en última instancia, el regulador puede tener la labor de agente mediador.

- **Hawái:** *Se destaca: a) la eliminación de la medición neta sencilla y la regulación de los sistemas de almacenamiento; b) la venta de excedentes se determina por periodos, lo cual puede ser un paso intermedio antes de un sistema de compensación horaria; c) en la tarifa existen cargos fijos (\$/cliente) para recuperar ciertos costos que no están relacionados con el consumo de energía.*
- **Brasil:** *Se destaca la existencia de un mediador independiente para la resolución de conflicto y, en última instancia, el regulador puede fungir como agente mediador. La medición neta sencilla ha tenido un impacto negativo en el país y la preocupación del regulador por el desarrollo de la actividad ha generado que se establezcan límites para el desarrollo de la generación distribuida.*

⁹ FiT: siglas de “feed-in-tariff”, “tarifa de alimentación” o “tarifa de introducción”, corresponde a esquemas tarifarios que promueven la inversión en energías renovables sobre todo a pequeña escala, mediante contratos de largo plazo.

Un resumen comparativo entre los países se presenta en la siguiente tabla:

Cuadro 6. Resumen comparativo del análisis internacional para los países analizados

	Variable	Colombia	España	Reino Unido	Hawái	Brasil
Marco normativo	Regulación aplicable	CREG RESOLUCIÓN No. 030 DE 2018	RD 1600/2011 RD 244/2019	EREC G98 EREC 99	Rule N.º 14	PRODIST Módulo 3
	Límite de potencia instalada	Autoconsumo: 1 MW Generación distribuida: 5 MW	100 kW	3,6/11,04 kW Hasta 50 MW	Sin límite	Micro: 75 kW Mini: 5 MW
	Requerimiento de solicitud de interconexión	Si	Si, autoconsumo sin excedentes exento	Si, EREC G98 exento	Si, instalaciones sin excedentes exento	Si
	Medidor	Bidireccional	Bidireccional o doble medidor	Bidireccional	Generación neta	Bidireccional o doble medidor
	Pago de refuerzos	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Micro: exenta Mini: Solicitante
	Autoconsumo compartido	No	Hasta 100 kW a 500 m	Si	Si, Community solar	Si
	Autoconsumo virtual	No	No	No	No	Si, pero con intención de revisar
Límites de	Regulación aplicable	CREG Resolución No. 030 DE 2018	RD 1699/2011	-	Rule N.º 14	Código I-432-0003 de Celesc Distribuição

	Criterio y límite	Suma de potencia instalada en un circuito. Límite: ≤ 15 % de la capacidad nominal Energía horaria generada en relación con el promedio anual de las horas de mínima demanda diaria Límite: ≤ 50 %	Suma de potencia instalada en un circuito Límite: ≤ 50 % de la capacidad térmica	-	Potencia de cortocircuito del transformador (lado primario / lado secundario) Límite: ≤ 10 % / ≤ 2,5 %	Potencia nominal del generador Límite: ≤ 10 % de potencia de cortocircuito
Tratamiento de la energía generada	Compensación neta sencilla	Mensual con costo margen de comercialización (y costos de distribución, transporte, pérdidas y restricciones)	No existe	No existe	Existió, pero fue eliminado en 2017	Sí, con crédito para 60 meses.
	Venta de excedentes	A precio mayorista para los auto-consumidores A precio mayorista más el 50% de las pérdidas evitadas para la generación distribuida	Compensación económica a precio de mercado diario e intradiario reduciendo costo de desvíos	Feed-in Tariff eliminadas en 2019 Smart Export Guarantee	Varios programas: Customer Grid Supply Smart Export Guarantee	No existe, se conservan los excedentes para netear en el futuro. Pasados los 60 meses, el consumidor pierde la compensación por la energía inyectada
	Grupos tarifarios	Por estrato social	Por características eléctricas	Domésticos (con dos segmentos) y no domésticos	Por tipo de consumidor	Por tipo de consumidor

Fuente: Elaboración propia con información de la contratación desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas

Entre los países considerados en el cuadro 3 se evidencian marcadas diferencias en las condiciones de la generación distribuida; sin embargo, las conclusiones más importantes extraídas del estudio realizado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas son las siguientes:

“Los programas de medición neta sencilla se han ido abandonando, debido a que son perjudiciales si se compensa el costo total del suministro eléctrico ya que permitiría que los consumidores dejen de pagar por costos del sistema como las redes, servicios auxiliares o no se valore el costo real de la generación que puede cambiar de una hora a otra.

Las ventas de los excedentes de generación en España y Reino Unido, varían por hora o periodo para que reflejen los costos de generación que sustituyen.

Los grupos tarifarios no deberían depender del tipo de consumidor (como se hace en Brasil, Hawái o Colombia), sino de las características eléctricas del punto de consumo.

Los requisitos de medidores son claves para evaluar impactos de la generación distribuida e implementar tarifas avanzadas.

El autoconsumo compartido o generación distribuida conjunta es una opción que se está implementando en los países.

El autoconsumo virtual^[10] no se recomienda ya que el único país de los analizados que lo permite actualmente es Brasil y el regulador, ANEEL, pretende revisar dicho mecanismo debido a sus ineficiencias a la hora de enviar señales económicas a los consumidores.” (Chaves et al, 2020, págs. 67-71).

4.4 Enfoque regulatorio propuesto

El enfoque regulatorio definido para esta metodología se orienta a la optimización y desarrollo de los recursos energéticos distribuidos, de forma que se le reconozca a las empresas eléctricas distribuidoras, los costos fijos y variables, así como las inversiones necesarias para la adecuada operación de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución de cada empresa distribuidora.

¹⁰ Modalidad de la generación distribuida para autoconsumo en donde los sistemas de generación distribuida para autoconsumo desligan el punto de consumo del punto de generación. El productor consumidor de un sistema que produce excedentes registrados en un medidor (punto de generación) se le reconocen en otro medidor (punto de consumo).

El desarrollo de esta metodología responde a la identificación de costos adicionales asociados con la correcta operación de la red de distribución cuando se integran los recursos energéticos distribuidos. Entre los costos e inversiones identificadas se pueden mencionar: mayor requerimiento de control de calidad, mayor mantenimiento al sistema de regulación de tensión, mayor mantenimiento al sistema de protecciones eléctricas, desarrollo de un mecanismo de facturación e inversiones en sistemas de facturación, costos de comunicación y almacenamiento de datos, costos asociados a la gestión comercial (contratos, seguimiento solicitudes, reportería), costos de monitoreo y operación en tiempo real, costos de planificación de la red, costos de ejecución de estudios técnicos (conexión de proyectos y penetración máxima en circuitos), inversión en sistemas de control especializados; entre otros costos e inversiones reconocidas por Coopelesca en el oficio Coopelesca-GG-396-2022.

En este sentido, el artículo 7 de la Ley N.º 10086 establece la obligación de las empresas distribuidoras de realizar las inversiones y estudios técnicos necesarios para la integración adecuada de los recursos energéticos distribuidos a la red de distribución y, a su vez, el mismo artículo define, de forma explícita, el reconocimiento tarifario de estos costos e inversiones cuando indica lo siguiente “(...) El costo y beneficio de las inversiones realizadas serán reconocidas vía tarifas por la Aresep y deberán asignarse en forma proporcional a las actividades correspondientes...”; conjuntamente, el artículo 6 establece la obligación de la Aresep de considerar, en las fijaciones tarifarias, los costos e inversiones en la red.

Consecuentemente, los artículos 6 y 7 de la Ley N.º 10086 establecen que no deben existir subsidios cruzados o cargas económicas en favor de los propietarios de recursos energéticos distribuidos, de forma que el reconocimiento de los costos e inversiones realizadas por las empresas distribuidoras para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos deben ser tarifados, directamente, a los propietarios de recursos energéticos distribuidos, sin generar algún recargo al resto de abonados y participantes del SEN.

El enfoque regulatorio definido para establecer las tarifas necesarias que permitan la recuperación de los costos e inversiones mencionadas es el denominado como “Tasa de retorno”, en este enfoque la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan a la empresa distribuidora cubrir los costos e inversiones asociados con la integración de los recursos energéticos distribuidos a la red de distribución y, además, garantizar un monto

sobre el capital invertido, denominado “Rédito para el desarrollo” que corresponde a una retribución brindada a las empresas distribuidoras para atender sus compromisos de deudas de largo plazo, micro y macro-inversiones relacionadas con la adecuación y fortalecimiento de la red de distribución que permita la integración y fomento de los recursos energéticos distribuidos.

En consecuencia la tarifa se cobrará a todos los propietarios de recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, pues son estos los responsables de los costos e inversiones en que incurren las empresas para su interconexión.

Para la aplicación de este enfoque se requiere de la revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para establecer adecuadamente el nivel de las tarifas y, a su vez, se requiere de una clara identificación de los costos e inversiones directamente relacionados con la integración de los recursos energéticos distribuidos para evitar la aplicación de subsidios cruzados entre los abonados del SEN y los propietarios de recursos energéticos distribuidos; tal como lo establece el artículo 6 de la Ley N.º 10086 cuando indica “...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 principales ventajas relacionadas con el enfoque seleccionado se vinculan con que permite identificar los costos propios de la actividad regulada, los costos identificados serán reconocidos por medio de tarifas, permite identificar o desglosar los componentes de la estructura tarifaria, contribuye a la sostenibilidad del sistema dado que las tarifas se fijan en función de los costos propios de la actividad regulada y fomenta la búsqueda de la eficiencia asignativa. Por su parte, las desventajas del método seleccionado se vinculan con el incentivo a la sobre inversión, la ausencia de incentivos a la eficiencia y la falta de castigo a las ineficiencias, el alto costo de regulación por parte del ente regulador debido que requiere revisar cada uno de los costos incurridos y los incentivos a la distorsión de los datos por parte de las empresas distribuidoras para obtener tarifas más favorables.

Sin embargo, se debe indicar que algunas de las desventajas enumeradas se ven minimizadas con una adecuada aplicación de los criterios de eficiencia y depuración de información que conlleva la aplicación de los adecuados principios regulatorios que dictan la teoría y la aplicación armónica de las leyes 7593 y 10086.

Por lo anterior, la selección del enfoque regulatorio se vincula con la sostenibilidad del servicio regulado, el cumplimiento de los requisitos de calidad, confiabilidad y seguridad de la red de distribución y el reconocimiento tarifario de los costos e inversiones en la red amparado en lo estipulado en la Ley N.º 10086.

Por otra parte, como parte del análisis regulatorio se evaluaron diferentes alternativas para realizar el cobro de esta tarifa, especialmente para definir con base en cuál variable se debe realizar el cobro respectivo a los diferentes tipos de propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER). Para esto se evaluaron principalmente tres alternativas de cobro:

- El consumo natural (kWh), definido este como toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Es la suma de la energía generada, más la energía retirada de la red, menos la energía inyectada a la red.*
- La energía generada para autoconsumo (kWh), es decir la energía generada por el PDER.*
- La capacidad instalada del DER (sistema de generador distribuido o sistema de almacenamiento), en función de los kW.*

Se evaluaron las principales ventajas y desventajas de cada una de estas alternativas, según se resume en el siguiente cuadro.

Cuadro 7. Ventajas y desventajas de las diferentes alternativas utilizadas como base de cálculo y cobro de la tarifa de costos e inversiones relacionados con los recursos energéticos distribuidos

Variable	Ventajas	Desventajas
Consumo natural ⁽¹⁾ (kWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Estaría relacionada al consumo total de cada persona física o jurídica que posea u opere un DER. • Cuenta con respaldo metrológico por la utilización del medidor bidireccional y del medidor de generación. • Es una variable consistente con otras tarifas (tarifa de acceso). 	<ul style="list-style-type: none"> • La energía que suple la empresa contempla un canon de regulación para el servicio de suministro de energía eléctrica en la etapa de distribución, lo que podría implicar duplicar este cobro o interpretarse como tal. • Podría interpretarse (incorrectamente) como que se está cobrando un canon por energía que no ha hecho incurrir en costos de regulación (solo propios). Cobro monómico no horario, donde la potencia no estaría explícita. • Inconveniente para considerar a los DER relacionados con almacenamiento, donde podría no existir energía en un periodo específico.
Energía generada para autoconsumo (kWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Considera únicamente la energía que autogenera el PDER, más relacionada con los recursos energéticos distribuidos. • Respaldo metrológico por la utilización del medidor de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> • No se podría generalizar a los sistemas de almacenamiento puro o baterías de vehículos que inyecten energía a la red. • Sería un cobro diferente (inconsistente) comparando con otras tarifas (tarifa de acceso). • Podría interpretarse (incorrectamente) como que está cobrando un canon por energía que no ha hecho incurrir en costos de regulación. • Inconveniente para considerar a los DER relacionados con almacenamiento, donde podría no existir energía en un periodo específico.

<p>Capacidad instalada del DER (sistema de generación distribuida y/o sistema de almacenamiento), en función de los kW</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La interconexión con la red de distribución implica declarar la capacidad instalada del sistema de GD y almacenamiento, variable que ya se reporta. • Es una variable fija, con los costos anualizados, tendría poca variabilidad en el año calendario. • Implica la revisión y fiscalización de las normas en cuanto a la obligatoriedad de declarar adecuaciones en los sistemas de generación distribuida. • Permite considerar todas las formas de recursos energéticos distribuidos. • Constituye un incentivo para hacer un uso más racional del recurso. 	<ul style="list-style-type: none"> • No está vinculada a una variable de medición periódica como la energía o potencia medida. • Puede incentivar el subregistro o no reporte de adecuaciones en los sistemas de generación. • No es una señal de precio con respecto a consumo de potencia y energía, tal y como se estila en el resto de las tarifas del sector eléctrico.
--	---	---

(1) Consumo natural: *representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Es la suma de la energía generada, más la energía retirada de la red, menos la energía inyectada a la red.*

Del análisis de estas ventajas y desventajas se concluye que la mejor alternativa es realizar el cobro de esta tarifa en función de la capacidad instalada, sobre todo porque permite abarcar a todos los tipos de recursos energéticos distribuidos y no solo los relacionados con sistemas de generación distribuida.

[...]

X. Que en la sesión 58-2022, celebrada el 23 de agosto de 2022, la Junta Directiva de la Aresep, con fundamento en el oficio OF-0211-CDR-2022 del 30 de junio de 2022, que contiene el informe técnico IN-0038-CDR-2022 y el oficio OF-0035-RGA-2022 del 30 de junio de 2022, acordó someter la procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593, la propuesta de metodología tarifaria denominada “*Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido*”.

XI. Que de conformidad con el oficio OF-0762-DGAJR-2022 del 14 de octubre de 2022, del análisis post audiencia pública realizado a la propuesta de “*Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido*”, según lo dispuesto en el Lineamiento del Regulador General 353-RG-2017, se identificaron 3 cambios

de fondo sustancial, en virtud de lo anterior se recomendó: “1. Someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva de Aresep, la propuesta de la metodología denominada “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”, presentada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio OF-0317-CDR-2022 del 20 setiembre de 2022. 2. Valorar que, en caso de mantenerse los cambios de fondo sustanciales introducidos en la propuesta de metodología denominada “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”, e identificados en ese dictamen, dicha propuesta deberá someterse nuevamente al procedimiento de audiencia pública, de conformidad con lo establecido en los artículos 9 de la Constitución Política y 36 de la Ley 7593”; lo cual amerita que la propuesta sea sometida nuevamente a audiencia pública, en respeto al derecho de participación ciudadana.

XII. Que mediante el acuerdo 07-84-2022, del acta de la sesión ordinaria 84-2022, celebrada el 15 de noviembre de 2022, la Junta Directiva resolvió, por mayoría, tres votos a uno, y declarado en firme por unanimidad:

“Solicitar al Centro de Desarrollo de la Regulación que lleve a cabo una integración, en una sola resolución, de las siguientes propuestas metodológicas relacionadas con generación distribuida conocidas en esta oportunidad por la Junta Directiva:

- *Propuesta de Metodología tarifaria para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos. (Atención al acuerdo 08-46-2022 del acta de la sesión ordinaria 46-2022 del 12 de julio de 2022). Informe IN-0038-CDR-2022 del 29 de junio de 2022, contenido en el oficio OF-0211-CDR-2022, oficios OF-0335-RGA-2022, ambos del 30 de junio de 2022 y OF-0626-SJD-2022 del 22 de agosto de 2022.*
- *Propuesta de la “Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”. (Atención al acuerdo 07-56-2022 del acta de la sesión ordinaria 56-2022 del 16 de agosto de 2022). Informe IN-0041-CDR-2022 del 01 de agosto de 2022, contenido en el oficio OF-0256-CDR-2022, oficios OF-0556-RGA-2022 ambos del 05 de agosto de 2022, OF-0615-SJD-2022 del 17 de agosto de 2022 y OF-0624-SJD-2022 del 19 de agosto de 2022.*
- *Análisis de la propuesta de “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte de generador distribuido”.*

Expediente IRM-004-2022. Informes IN-0051-CDR-2022 del 15 de setiembre de 2022, IN-0052-CDR-2022 del 6 de setiembre de 2022, contenido en el oficio OF-0317-CDR-2022 del 20 de setiembre de 2022 y OF-0762-DGAJR-2022 del 14 de octubre de 2022.

• Propuesta de “Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley 10.086)” (TARIFA T-DER). OF-0893-SJD-2022 Página N°3 Expediente PIRM-006-2022. Informe IN-0071-CDR-2022, contenido en el oficio OF-0386-CDR-2022 del 10 de noviembre de 2022.

Lo anterior, en un plazo no mayor a una semana”.

XIII. Que el 24 de noviembre, mediante el acuerdo 03-87-2022, la Junta Directiva solicitó a la DGCDR y a la Administración la integración en una única metodología general las propuestas tarifarias referentes a interconexión, acceso, venta de excedentes y costos e inversiones, siguiendo un esquema de contenido específico.

XIV. Que el 13 de diciembre de 2022, mediante el oficio OF-0966-SJD-2022, la Secretaría de Junta Directiva comunicó al Regulador General y a la DGCDR el acuerdo 07-92-2022, del acta de la sesión ordinaria 92-2022, celebrada el 13 de noviembre de 2022, en la que se modificó el acuerdo 03-87-2022, en lo relativo al contenido y ordenamiento de la resolución requerida para la integración de la metodología de Generación Distribuida con base en lo que establece la Ley N° 10086, “Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes de energía renovables.”

XV. Que mediante el acuerdo 07-92-2022, del acta de la sesión ordinaria 92-2022, celebrada el 13 de diciembre de 2022, la Junta Directiva resolvió:

1. Instruir a la Administración para que aplique el siguiente orden lógico de integración de la Metodología de Generación Distribuida con base en lo que establece la Ley N° 10086, PROMOCIÓN Y REGULACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, mediante una resolución que contenga el siguiente contenido y ordenamiento:

I. Resultando

II. Considerandos (incluyendo el marco legal aplicable)

III. Resolución: Junta Directiva resuelve, a partir la siguiente estructura:

I. ASPECTOS GENERALES

- A. *Diagrama General de la Metodología para la fijación tarifaria de los recursos energéticos distribuidos*
- B. *Objetivo general*
- C. *Alcance general*
- D. *Definiciones*

II. **CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS** (con su objetivo, alcance, modelo de cálculo, aplicación del método de cálculo y su lista de fórmulas y variables)

III. **CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO** (con su objetivo, alcance, modelo de cálculo, aplicación del método de cálculo, derogatoria, transitorios y su lista de fórmulas y variables).

IV. **CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA** (con su objetivo, alcance, modelo de cálculo, aplicación del método de cálculo y su lista de fórmulas y variables, anexo).

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** (con su objetivo, alcance, modelo de cálculo, aplicación del método de cálculo, transitorios y su lista de fórmulas y variables).

VI. **BIBLIOGRAFÍA**

VII. **ANEXOS**

2. *Instruir a la Administración para que realice la homologación de las fechas de aplicación por primera vez, así como para las aplicaciones ordinarias sucesivas y valorando la necesidad de aplicaciones extraordinarias con base en los tiempos de aplicación ordinaria de oficio o a petición de parte, para la fijación de las tarifas y cargos de acuerdo con los métodos cálculo incluidos en la propuesta de resolución.*

3. *Se otorga un plazo de hasta 10 días, a partir de la firmeza de este acuerdo.”*

XVI. Que del oficio OF-0420-CDR-2022 del 14 diciembre de 2022, en cumplimiento de lo instruido en el acuerdo 07-92-2022 conviene extraer lo siguiente:

“(…)

Cabe señalar que el proyecto de resolución que se anexa fue elaborado por la Fuerza de Tarea que ha venido trabajando en el desarrollo de metodologías tarifarias derivadas de la Ley No. 10086 y que, para cumplir con lo solicitado por la Junta Directiva, el documento corresponde a la integración de los proyectos de resolución que se habían aportado en su oportunidad para dichas propuestas, presentadas por esta Dirección General de forma separada, con fundamento en los informes correspondientes. Al efectuar dicha integración en un solo documento a partir de las metodologías citadas, fue necesario hacer ajustes respecto a las propuestas contenidas en los informes técnicos en atención a los Considerandos del acuerdo 07-092-2022.

Los ajustes realizados en dicho proyecto de resolución, para cumplir con el esquema de contenido solicitado por la JD se detallan a continuación:

- 1. Unificación de un único marco legal en uno de los Considerandos del proyecto resolución.*
- 2. Se sustituye el término “metodología” por “método de cálculo” en cada capítulo.*
- 3. En el considerando se cambia el orden para que primero esté el considerando referente a la justificación del método de cálculo de interconexión y después el considerando referente a la justificación del método de cálculo de acceso.*
- 4. Se traslada el método de cálculo de interconexión al capítulo 1 y el método de cálculo de acceso al capítulo 2.*
- 5. Se consolida el apartado de definiciones en uno solo que contempla los conceptos de los cuatro métodos de cálculo.*
- 6. Se consolida en un único apartado la bibliografía y anexo.*
- 7. Se incorpora un diagrama general explicativo de la metodología general que contempla los 4 métodos de cálculo.*
- 8. Se incorpora un objetivo y alcance general que engloba los cuatro métodos de cálculo.*

9. Se cambia el nombre del cuarto método de cálculo la “Metodología Tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN” por el nombre “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”.

10. Se ajusta y homologa la aplicación por primera vez y aplicación general de los cuatro métodos de cálculos de las tarifas y cargos propuestos.

11. Se incorporan números de folio que estaban pendientes.

Adicionalmente, se recomienda al cuerpo colegiado la definición del tratamiento administrativo que se le dará a la propuesta de metodología tramitada en el expediente IRM-004-2022, debido a que, en consecuencia de la integración solicitada, la segunda audiencia pública para el caso de la propuesta de “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte de generador distribuido”, correspondería ser tramitada en un nuevo expediente; en conjunto con el resto de métodos tarifarios relacionados con la regulación económica para los recursos energéticos distribuidos, integradas en una sola resolución.

(...)”

XVII. Que como consecuencia de lo anterior y para dar cumplimiento al acuerdo 07-92-2022 citado, se hace necesario instruir a la Secretaría de la Junta Directiva para que solicite al Departamento de Gestión Documental archivar el expediente IRM-004-2022 público correspondiente al trámite de la la propuesta de metodología denominada “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”, una vez se realice lo indicado en el Considerando XV y Por Tanto III de esta resolución.

XVIII. Que la celebración de la audiencia pública, de conformidad con el artículo 36 de la Ley 7593 y el artículo 9 de la Constitución Política, es una forma de participación ciudadana en ejercicio de un derecho constitucionalmente establecido, cuya finalidad es que los administrados manifiesten sus posiciones sobre la propuesta cuando tengan interés directo en el asunto y puedan verse afectados; audiencia que ha señalado la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, que no puede observarse como una simple

formalidad que finalmente no logre su cometido de proteger el derecho de defensa de los interesados, por lo cual Aresep debe garantizar el ejercicio del derecho de participación ciudadana en la emisión y modificación de metodologías tarifarias.

XIX. Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es acoger la propuesta de metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: A) Capítulo 1: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; B) Capítulo 2: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; C) Capítulo 3: Propuesta de “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”; D) Capítulo 4: Propuesta de “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” presentada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio OF-0103-CDR-2023, del 22 de marzo de 2023 en el cual se adjuntó el informe IN-0009-CDR-2023, que corresponde al informe de análisis de posiciones y el informe IN-0010-CDR-2023, que corresponde al informe técnico final de la propuesta de la metodología, tal y como se dispone a continuación.

XX. Que en la sesión extraordinaria N° 37-2023, celebrada el 4 de mayo de 2023, cuya acta fue ratificada el 09 de mayo del mismo año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, analizó los oficios OF-0103-CDR-2023, del 22 de marzo de 2023 en el cual se adjuntó el informe IN-0010-CDR-2023 (informe técnico final de la propuesta de metodología), el informe IN-0009-CDR-2023 (informe de análisis de posiciones) y el oficio OF-0131-CDR-2023 del 26 de abril de 2023, así como el oficio OF-0243-DGAJR-2023 del 27 de abril de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y realizó los siguientes ajustes respecto al informe IN-0009-CDR-2023:

A) En la sección 3.2.1 página 76, en cuanto a la respuesta dada al opositor Sr. Fabricio Ugalde, en el párrafo segundo, léase de la siguiente manera: “De este modo, respecto a los principios de servicio al costo y equilibrio financiero indicados por el opositor, no se debe velar por el equilibrio financiero de los generadores distribuidos, ni se deben generar instrumentos que les permitan asegurar la recuperación de sus costos.”

B) En la sección 2.4.1. página 73, referente a la “*separación de los costos de los recursos distribuidos*”, en cuanto a la respuesta dada al ponente ICE, en el párrafo octavo, se reafirma que esta metodología establece los lineamientos de estandarización de costos y homologación de criterios de costeo para los recursos energéticos distribuidos cuando defina los criterios y lineamientos contables y regulatorios de la Contabilidad Regulatoria vigente y establezca los formatos, requerimientos y plazos de entrega.

XXI. Que por unanimidad de votos de las personas miembros presentes acuerda, dictar la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, la Ley N°10086 y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I. Dar por recibido el oficio OF-0103-CDR-2023, del 22 de marzo de 2023 en el cual se adjuntó el informe IN-0010-CDR-2023, que corresponde al informe técnico final de la propuesta de metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086, el informe IN-0009-CDR-2023, que corresponde al informe de análisis de posiciones y el oficio OF-0131-CDR-2023 del 26 de abril de 2023, así como el oficio OF-0243-DGAJR-2023 del 27 de abril de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.
- II. Dictar la metodología tarifaria derivada de la ley N.º 10086 referente a: **A)** Los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, **B)** Acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, **C)** Para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, **D)** 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, que se divide de la siguiente manera:

A) Capítulo 1: “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; **C) Capítulo 3:** “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) 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”, cuyo texto se transcribe a continuación:

METODOLOGÍA TARIFARIA DERIVADA DE LA LEY N.º 10086 REFERENTE A:
A) LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS, B) ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO, C) PARA LA COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA, D) 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

Índice de contenidos

ASPECTOS GENERALES.....	131
A. Diagrama general de la metodología para la fijación tarifaria de los recursos energéticos distribuidos.....	131
B. Objetivo general	132
C. Alcance general	132
D. Definiciones	133
CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.....	139
1. Objetivos y alcance	139
1.1. Objetivos	139
1.2. Alcance	140

2. Modelo de cálculo.....	140
2.1. Fórmula general del método de cálculo.....	140
2.1.1. Etapa 1: Solicitud de interconexión	142
2.1.2. Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial	142
2.1.3. Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.....	143
2.1.4. Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa)	143
2.1.5. Costo por etapa	144
2.2. Componentes de cálculo tarifario.....	145
2.3. Suministro de información.....	146
3. Aplicación del método de cálculo	147
3.1. Aplicación general y ajustes.....	147
3.2. Aplicación por primera vez	147
3.3. Imputación de datos.....	148
4. Listado de fórmulas y variables	149
4.1. Listado de fórmulas	149
4.2. Listado de variables y subíndices.....	150
–CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO	152
1. Objetivos y alcance	152
1.1. Objetivos	152
1.2. Alcance	153
2. Modelo de cálculo.....	153
2.1. Fórmula general del método de cálculo.....	153
2.2. Componentes de cálculo tarifario.....	155
2.2.1. Determinación del consumo natural mensual promedio por los servicios con generación distribuida estimados y cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes para el periodo “t+1”	155
2.2.2. Determinación del aporte por requerimiento de capacidad demandado por los clientes de generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”.	157
2.2.3. Determinación del aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”.	160
2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos	165
2.2.5. Determinación de la muestra de servicios con generación distribuida.	167
2.2.6. Aplicación conjunta con metodología ordinaria de distribución.	170
2.3. Criterios de aceptabilidad de los datos a utilizar	170

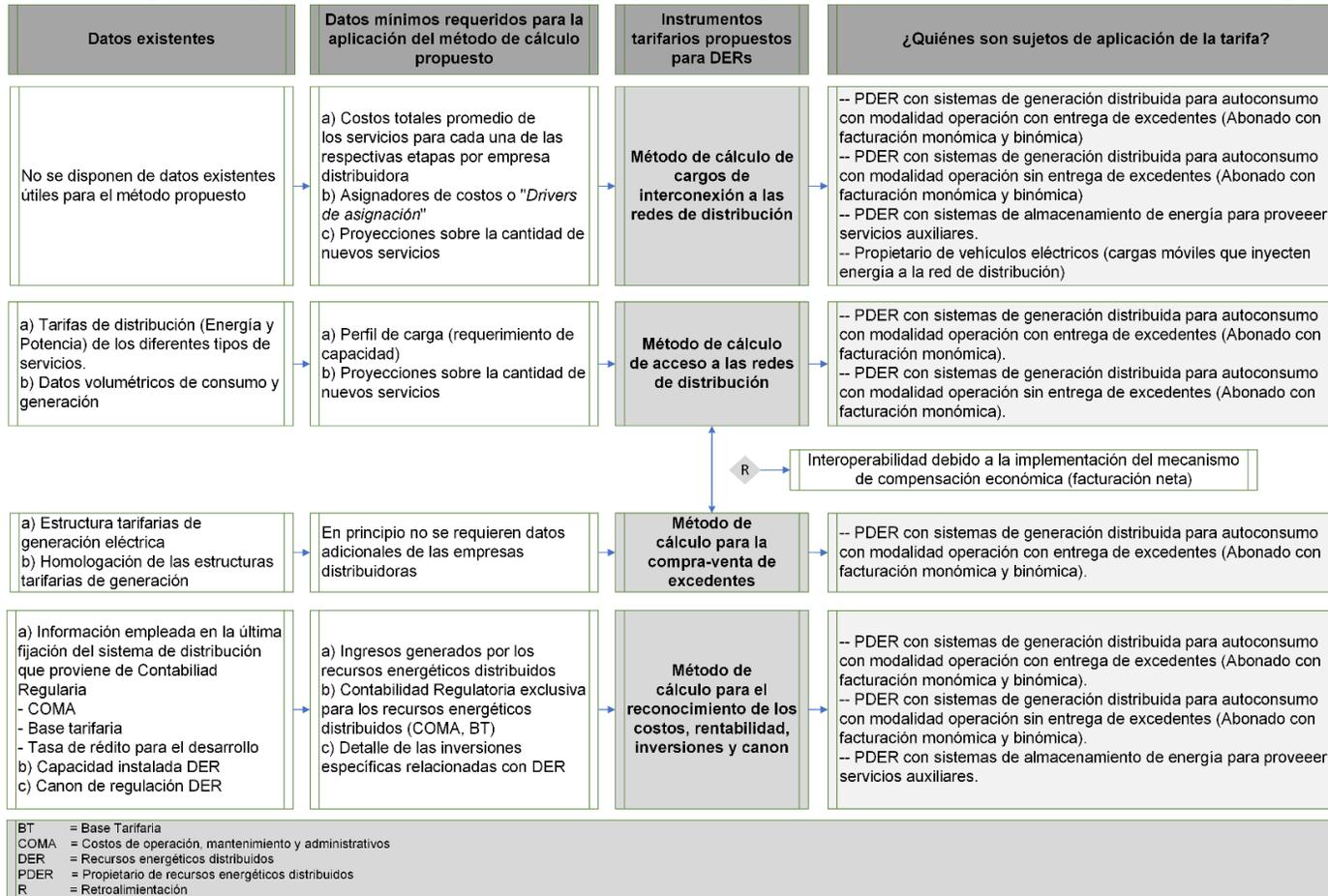
2.4. Requerimientos de información	172
2.5. Descripción del pliego tarifario para tarifa de acceso.....	172
2.6. Aplicación del método de cálculo	175
2.6.1. Aplicación en general	175
2.6.2. Aplicación por primera vez	176
2.7. Otras disposiciones	177
2.8. Relación con otras herramientas regulatorias	177
3. Derogatoria	178
4. Transitorios.....	178
4.1. Suministro de información para la primera aplicación	178
4.2. Vigencia de las tarifas de acceso fijadas con la RJD-030-2016	178
5. Listado de fórmulas y variables.....	179
5.1. Listado de fórmulas	179
5.2. Listado de variables y subíndices.....	181
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	184
1. Objetivos y alcance.....	184
1.1. Objetivos	184
1.2. Alcance.....	185
2. Modelo de cálculo	185
2.1. Homologación requerida para obtener el costo de oportunidad	185
2.2. Procedimientos de cálculo.....	188
2.3. Formulación matemática para el desarrollo del cálculo	189
3. Aplicación del método de cálculo	191
3.1. Aplicación en general y ajustes	192
3.2. Aplicación por primera vez	193
3.3. Vigencia de la tarifa de compra-venta de excedentes	193
3.4. Requerimientos de información	194
3.5. Suministro de información para la primera aplicación	194

4. Listado de fórmulas y variables	195
4.1. Listado de fórmulas	195
4.2. Listado de variables y subíndices.....	195
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	196
1. Objetivos y alcance	196
1.1. Objetivos	196
1.2. Alcance	197
2. Modelo de cálculo	198
2.1. Fórmula General.....	199
2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA).....	200
2.2.1 Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)	201
2.2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA).....	203
2.3. Tasa de rédito para el desarrollo (R)	207
2.4. Base tarifaria (BT)	207
2.4.1. Base tarifaria directa (BTD)	209
2.4.2. Base tarifaria asignada (BTA)	209
2.5. Canon de regulación (CregDER)	211
2.6. Capacidad instalada (CI)	211
3. Actualización del canon de regulación por vía extraordinaria (CregDER)	213
3.1. Determinación del porcentaje del ajuste en las tarifas por ajuste en el canon para el procedimiento de fijación tarifaria extraordinaria	214
3.1.1. Determinación del ajuste requerido en términos absolutos, procedimiento extraordinario	214
3.1.2. Determinación del ajuste porcentual requerido, procedimiento extraordinario	215
3.2. Determinación de la tarifa por ajuste del canon de regulación, procedimiento extraordinario.....	215
4. Aplicación del método de cálculo	216
4.1. Aplicación general y ajustes.....	216
4.2. Requerimientos de información	217
5. Transitorios	218
5.1. Aplicación por primera vez y durante el periodo de transición	218

5.2. Suministro de información durante el periodo de transición.....	219
6. Listado de fórmulas y variables.....	219
6.1. Listado de fórmulas	219
6.2. Listado de variables y subíndices.....	223
BIBLIOGRAFÍA.....	229
ANEXOS.....	233
Anexo A. Determinación del factor de carga implícito	233

ASPECTOS GENERALES

A. Diagrama general de la metodología para la fijación tarifaria de los recursos energéticos distribuidos



B. Objetivo general

Establecer una metodología tarifaria que integre los métodos de cálculo de las tarifas necesarias, para: a) los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) 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 Ley No. 10086 y con el fin de buscar la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en el Sistema Eléctrico Nacional.

C. Objetivos específicos

- a) Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN, de modo que las tarifas finales reflejen las condiciones económicas y técnicas que se requieren.
- b) Promover que las empresas distribuidoras realicen una adecuada y flexible gestión comercial para aquellos usuarios que posean recursos energéticos distribuidos.
- c) Incidir en la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes de distribución y el SEN.
- d) Propiciar el cumplimiento de los principios de eficiencia, eficacia y servicio al costo indicados en las leyes N.º 7593 y N.º 10086.

D. Alcance general

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 10086, esta metodología será de aplicación para los distintos PDER, de acuerdo con lo particularizado en los diferentes métodos de cálculo especificados en los siguientes capítulos, que inciden sobre los pliegos tarifarios de todas las empresas distribuidoras y constituyen un conjunto de procedimientos asociados a las fijaciones tarifarias de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593.

En función de lo anterior, la presente metodología es aplicable a todas las empresas distribuidoras de electricidad, de modo que tiene un alcance nacional, y permitirá determinar de modo específico las siguientes tarifas para cada una de esas empresas:

- a) 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) 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
- d) Tarifa 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 metodología tarifaria se aplicará a los abonados-productores y se calculará para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en forma individual, según sus propios costos. La metodología es aplicable en todas las empresas eléctricas distribuidoras.

En los siguientes capítulos se define cada uno de los métodos de cálculo y los procedimientos respectivos para la determinación de cada tarifa.

De este modo, el presente instrumento regulatorio tiene como alcance general el desarrollo de los mecanismos necesarios para contar con un conjunto de tarifas que propicien la adecuada integración de los recursos distribuidos en el Sistema Eléctrico Nacional.

E. Definiciones

- a) Abonado productor o productor consumidor: toda persona física o jurídica que ha suscrito un contrato para el aprovechamiento de la energía eléctrica y que además produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica.¹¹
- b) Almacenamiento de energía: es toda tecnología (electroquímica, térmico, mecánica, eléctrica) que permita almacenar energía en las instalaciones del usuario final, incluyendo calderas eléctricas con tanques de agua caliente.¹²

¹¹ AR-NT-SUCOM, Artículo 3.

¹² Decreto Ejecutivo N° 43879-MINAE, Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 5.

- c) Autoconsumo: aprovechamiento de la energía generada por parte del generador distribuido para abastecer su propia demanda en el mismo sitio donde la produce.¹³
- d) Base tarifaria: suma de la base tarifaria directa (BTD) y la base tarifaria asignada (BTA). Es la suma de todas las inversiones efectuadas por la empresa distribuidora de electricidad para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Estas inversiones no deben incluirse en la fijación tarifaria del servicio de distribución para no realizar duplicidades en el reconocimiento de las inversiones.
- e) Base tarifaria asignada (BTA): corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras de electricidad para la operación del sistema de distribución. Estas inversiones no deben incluirse en la fijación tarifaria del servicio de distribución para no realizar duplicidades en el reconocimiento de las inversiones.
- f) Base tarifaria directa (BTD): corresponde a todas las inversiones directas de la empresa distribuidora de electricidad para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Estas inversiones no deben incluirse en la fijación tarifaria del servicio de distribución para no realizar duplicidades en el reconocimiento de las inversiones.
- g) Canon de regulación para DER: corresponde a los costos relacionados con la regulación de los recursos energéticos distribuidos, cobrado por parte de las empresas distribuidoras de electricidad a los PDER y trasladado a la Aresep.
- h) Capacidad instalada: es la suma de las potencias especificadas en los datos de placa o información del fabricante de los sistemas de generación distribuida para autoconsumo y/o almacenamiento que interconecte el PDER a la red de distribución. Se mide en kW.
- i) Cargo total de interconexión: cargo que reconoce los costos en función de los requerimientos de los servicios de interconexión a las redes de distribución de electricidad aplicable a los recursos energéticos distribuidos.

¹³ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso c).

- j) Compra-venta de excedentes: mecanismo para la compra de los excedentes de energía eléctrica de los generadores distribuidos por parte de una empresa distribuidora de electricidad, a un precio de compra (por parte de la empresa distribuidora) y venta (por parte del generador distribuido u otra empresa distribuidora) máximo definido por la Aresep.
- k) Consumo natural: representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Es la suma de la energía generada (indicada en el medidor de generación), más la energía retirada de la red (indicada en el medidor bidireccional), menos la energía inyectada a la red (indicada en el medidor bidireccional).
- l) Contabilidad regulatoria: sistema de captura y manejo de datos que unifica la metodología y los formatos a utilizar por el proveedor de los servicios regulados a la hora de presentar la información requerida por el ente regulador.¹⁴
- m) Costo de oportunidad: la alternativa de mayor valor a la que renunciamos para obtener algo,¹⁵ es decir, a lo que se renuncia cuando se toma una decisión o se hace una elección entre diferentes ofertas disponibles. El costo que le implicaría sustituir el kWh comprado al generador distribuido por un kWh equivalente en el mercado.
- n) Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.¹⁶
- o) Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.¹⁷
- p) Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución y comercialización de la energía eléctrica, para su uso final en el área concesionada.¹⁸

¹⁴ Con base en resolución RIE-132-2017.

¹⁵ Loría, E., & Parkin, M. (2010). Microeconomía: versión para Latinoamérica.

¹⁶ Con base en reglamento técnico AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" artículo 2.

¹⁷ Con base en reglamento técnico AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" artículo 2.

¹⁸ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso e).

- q) Estacionalidad: fluctuaciones en períodos menores a un año (mensual, bimensual, trimestral, entre otros), las cuales generalmente se repiten año a año¹⁹. Esta estacionalidad se puede reflejar en la generación, en el consumo, en las estructuras tarifarias aprobadas, entre otros.
- r) Estudios de ingeniería: son aquellos estudios topológicos, de diseño y desempeño de la red eléctrica, en un punto específico en el cual se desea interconectar un DER, y que resultan necesarios a criterio de la empresa distribuidora para determinar la viabilidad técnica del punto de interconexión.
- s) Estructura tarifaria: diversos componentes o segmentos establecidos en la tarifa, para la determinación de los precios o cargos respectivos, con el fin de lograr la recuperación de los costos de la actividad. Por ejemplo, lineal o no lineal, bloques o partes; subsidio de un sector por otro; tarifa en hora pico y tarifa valle.
- t) Excedentes: energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables e inyectada a la red eléctrica de distribución, una vez que el generador distribuido ha satisfecho su propia demanda.²⁰
- u) Factor de carga implícito: factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y binómica. Para calcular este valor se toma como referencia el punto de corte actual de 3.000 kWh que se aplica en varias tarifas o el que le sustituya.
- v) Facturación binómica: servicios en los que se factura en función de la energía y la potencia medida.
- w) Facturación monómica: servicios en los que se factura en función de la energía medida.
- x) Fuentes de energía renovables: fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.²¹

¹⁹ Kikut, A. C., & Ocampo, A. N. (2005). AJUSTE ESTACIONAL DE SERIES ECONÓMICAS CON TRAMO/SEATS Y CENSUS X12-ARIMA. San José, Costa Rica: BCCR, pág 2.

²⁰ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso f).

²¹ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2 inciso g).

- y) Generación distribuida para autoconsumo: conjunto de tecnologías o equipos necesarios para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables utilizados por el generador distribuido.²²
- z) Generador distribuido: persona física o jurídica que posea y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, en la modalidad de operación con entrega de excedentes a la red, operación sin entrega de excedentes a la red y operación en isla.²³
- aa) Imputación: asignar un valor a una variable específica en donde falta el dato.²⁴
- bb) kWh equivalente: unidad de medida de la energía, que resulta equivalente en función de la necesidad que satisface, independientemente de la fuente que lo genera.
- cc) Medición neta completa: alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de venta de excedentes de energía.²⁵
- dd) Medición neta sencilla: alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.²⁶
- ee) Participantes del SEN: participantes de la industria eléctrica, sean estos: empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, abonados o usuarios de alta tensión.²⁷

²² Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2 inciso h).

²³ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2 inciso i).

²⁴ OECD Glossary of Statistical Terms, 2008.

²⁵ Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.”(AR-NT-POASEN), Artículo 124. Inciso b).

²⁶ Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.”(AR-NT-POASEN), Artículo 124. Inciso a).

²⁷ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso o).

- ff) PDER: toda persona física o jurídica que posee u opere un DER.²⁸
- gg) Periodo horario: rango de horas durante los cuales está vigente una tarifa para su facturación; por ejemplo, actualmente en el servicio eléctrico se contemplan los períodos punta, valle y nocturno.
- hh) Potencia implícita: es la cantidad de kW que, con base en la estructura tarifaria desarrollada, permite que el pago monómico, sea equivalente a un pago binómico calculando la potencia por medio de un factor de carga implícito que varía proporcionalmente a la energía comprada a la empresa distribuidora, es decir, es la potencia equivalente al pago binómico por concepto de potencia que se cubre de modo implícito al momento de aplicar una tarifa monómica.
- ii) Precio: suma de dinero que se da o se recibe a cambio de un bien o un servicio.²⁹
- jj) Recursos energéticos distribuidos (DER): son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de exportar potencia eléctrica activa. A los. Efectos de la ley No. 10086 se entienden como DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo; (b) los sistemas de almacenamiento de energía y (c) los vehículos eléctricos, incluyendo los sistemas de interconexión o suplementarios necesarios para cumplir con los requerimientos de la red y su gestión de la demanda.³⁰
- kk) Requerimiento de capacidad: proporción de la capacidad de la infraestructura eléctrica de una empresa que un usuario requiere para poder satisfacer su demanda de potencia en cada momento que lo requiera.
- ll) SEN: Sistema Eléctrico Nacional, es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución, los sistemas de almacenamiento y las cargas eléctricas de los usuarios.³¹

²⁸ Decreto Ejecutivo N° 43879-MINAE, Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 5.

²⁹ Reglamento a la Ley Reguladora de los Servicios Públicos, N° 7593, Artículo 1, inciso q)

³⁰ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso p).

³¹ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso q).

- mm) Servicios de interés general: 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 sujeta a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable.³²
- nn) Tarifa: lista o catálogo de precios que deben pagarse por la prestación de un servicio.³³
- oo) Tarifa de acceso: monto máximo que la empresa distribuidora de energía eléctrica puede cobrar al generador distribuido por concepto de acceso, de acuerdo con su consumo natural por kWh.
- pp) TDER: tarifa que las empresas eléctricas distribuidoras cobrarán mensualmente a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW de capacidad instalada, por concepto de costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN y que no hayan sido cubiertos por ninguna de las tarifas o cargos de interconexión, acceso y compra-venta de excedentes.

CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

1. Objetivos y alcance

1.1. Objetivos

Los principales objetivos son:

- a) Establecer un método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión acorde a la teoría del diseño de tarifas, que permita una adecuada asignación de costos en función de los requerimientos del servicio interconexión a las redes de distribución de electricidad aplicable a los recursos energéticos distribuidos: (a) los sistemas de generación

³² Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso s).

³³ Reglamento a la Ley Reguladora de los Servicios Públicos, N° 7593, Artículo 1, inciso s).

- distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086; (b) los sistemas de almacenamiento de energía; (c) cualquier otro DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución.
- b) Transparentar y estandarizar el método de cálculo y los criterios técnicos que deben utilizarse para establecer los cargos de interconexión.
 - c) Garantizar la no creación de subsidios cruzados, al incluir únicamente los costos incurridos según los requerimientos de interconexión de los recursos energéticos distribuidos que se integren al SEN.
 - d) Definir las etapas asociadas a los cobros de interconexión que realizará la empresa distribuidora de energía eléctrica a los DER, a saber: Etapa 1: Solicitud de la interconexión, Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial, Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha, Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa,)
 - e) Establecer con este método de cálculo las señales de precios para cada empresa distribuidora por concepto de cargos de interconexión en cada una de las etapas descritas.

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.
- b) Este método de cálculo afecta los pliegos tarifarios de todas las empresas distribuidoras y constituye un procedimiento asociado a las fijaciones tarifarias ordinarias de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593.
- c) El método de cálculo de interconexión será parte de las fijaciones tarifarias que se realizan a todas las empresas distribuidoras y deberá consignarse en un pliego tarifario complementario.

2. Modelo de cálculo

2.1. Fórmula general del método de cálculo

Para efectos de establecer los cargos de interconexión con la red de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086; (b) los sistemas de almacenamiento de energía; c) cualquier otro DER o interesado que

requiera interconectarse a la red de distribución, se contemplarán los costos asociados a recurso humano, tecnológico y transporte, para cada una de las siguientes etapas:

- Etapa 1: Solicitud de interconexión (variable $CSIn_{t+1,e}$).
- Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial (variable $CEI_{t+1,e}$).
- Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha (variable $CIFP_{t+1,e}$).
- Etapa 4: Reinspección en caso de la etapa 3 resulte infructuosa- (variable $CRI_{t+1,e}$).

De esta manera, si se llegan a cumplir las condiciones de los cargos asociados a las cuatro etapas posibles, el cargo total de interconexión en colones para el interesado en interconectar un DER a la red de distribución para autoconsumo, se obtiene de la siguiente manera:

$$Cint_{t+1,e} = CSIn_{t+1,e} + CEI_{t+1,e} + CIFP_{t+1,e} + CRI_{t+1,e} \quad \text{(Fórmula 1.0)}$$

Donde:

$Cint_{t+1,e}$	=	Cargo total de interconexión en colones durante el periodo t+1 para la empresa e.
$CSIn_{t+1,e}$	=	Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CEI_{t+1,e}$	=	Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CIFP_{t+1,e}$	=	Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CRI_{t+1,e}$	=	Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, debido a que la etapa 3 resulte infructuosa, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Los cargos de cada etapa (variables $CSIn_{t+1,e}$, $CEI_{t+1,e}$, $CIFP_{t+1,e}$ y $CRI_{t+1,e}$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.

El costo para cada una de las etapas se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

2.1.1. Etapa 1: Solicitud de interconexión

$$CSIn_{t+1,e} = \min(SIn_{t+1,e}, SIn_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.1})$$

$CSIn_{t+1,e}$	=	Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$SIn_{t+1,e}$	=	Cargo de solicitud de interconexión de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano y tecnológico requerido para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.
$SIn_{t+1,prom}$	=	Cargo promedio de la solicitud de interconexión. Calculado como el promedio simple de los cargos de solicitud de interconexión ($SIn_{t+1,e}$) de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.2. Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial

$$CEI_{t+1,e} = \min(EI_{t+1,e}, EI_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.2})$$

$CEI_{t+1,e}$	=	Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$EI_{t+1,e}$	=	Cargo de estudios de ingeniería e inspección inicial de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar los estudios de ingeniería que permitan determinar la viabilidad técnica del

		punto de interconexión e inspección inicial en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.
$EI_{t+1,prom}$	=	Cargo promedio de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.3. Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha

$$CIFP_{t+1,e} = \min(IFP_{t+1,e}, IFP_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.3})$$

$CIFP_{t+1,e}$	=	Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$IFP_{t+1,e}$	=	Cargo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar la inspección final y puesta en servicio de la interconexión, durante el periodo t+1.
$IFP_{t+1,prom}$	=	Cargo promedio de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de inspección final y puesta en marcha de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.4. Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa)

$$CRI_{t+1,e} = \min(RI_{t+1,e}, RI_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.4})$$

$CRI_{t+1,e}$	=	Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
---------------	---	--

$RI_{t+1,e}$	=	Cargo de la reinspección en caso de ser requerida, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar una reinspección en colones, durante el periodo t+1 para la empresa e.
$RI_{t+1,prom}$	=	Cargo promedio de la reinspección, corresponde en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa. Calculado como el promedio simple de los cargos de reinspección de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.5. Costo por etapa

Para cada una de las empresas distribuidoras (variable e) el costo total promedio de cada una de las etapas i (i=solicitud de interconexión; estudio de ingeniería e inspección inicial; inspección final y puesta en marcha; y reinspección) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{CTP}_{i,t+1,e} = & \mathbf{SAS}_{i,t+1,e} + \mathbf{MSU}_{i,t+1,e} + \mathbf{DEP}_{i,t+1,e} + \mathbf{TRA}_{i,t+1,e} \\
 & + \mathbf{VIA}_{i,t+1,e} + \mathbf{CON}_{i,t+1,e} + \mathbf{IND}_{i,t+1,e} \\
 & + \mathbf{OTR}_{i,t+1,e}
 \end{aligned}
 \quad \text{(Fórmula 1.5)}$$

Donde:

$CTP_{i,t+1,e}$	=	Costo total promedio asociado a la respectiva etapa de la interconexión (variable i). En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$SAS_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio de salarios y cargas sociales promedios asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$MSU_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio en materiales y suministros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$DEP_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio por depreciación de los activos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.

- $TRA_{i,t+1,e}$ = Costo promedio del transporte asociado a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $VIA_{i,t+1,e}$ = Costo promedio de los viáticos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $CON_{i,t+1,e}$ = Costo promedio de los contratos con terceros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $IND_{i,t+1,e}$ = Costos indirectos promedio. Se trata de los costos asignados a la respectiva actividad de interconexión por parte de los otros centros de costos o servicios. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $OTR_{i,t+1,e}$ = Otros costos asociados a la respectiva etapa de la interconexión que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- i = Cada una de las 4 etapas de la interconexión: 1= solicitud de interconexión; 2= estudio de ingeniería e inspección inicial; 3= inspección final y puesta en marcha; y 4= reinspección
- t + 1 = Periodo en el que estará vigente el cargo.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Cuando no corresponda alguno de los rubros de costos en alguna de las etapas de cargos de interconexión o cuando dos o más de estos rubros de costos estén mezclados entre sí, deberá indicarse en los cálculos correspondientes, con la debida justificación.

2.2. Componentes de cálculo tarifario

Los diferentes costos serán calculados siguiendo los criterios y lineamientos contables y regulatorios que defina la IE en la Contabilidad Regulatoria vigente.

En cada componente de costo se incluirán solo aquellos rubros de costo que sean estrictamente necesarios para prestar el servicio de interconexión y que no sean desproporcionados o excesivos en relación con los gastos normales de

actividades equivalentes, eliminando los costos expresamente indicados en el artículo 32 de la Ley N° 7593 y siguiendo el principio establecido en el inciso b del artículo 3 de esta misma Ley, en el sentido de que se contemplen “únicamente los costos necesarios para prestar el servicio”.

Para el cálculo de cada variable se requiere que se presente el respectivo registro de costos, el detalle de las cargas sociales, el kilometraje y tiempos de los recursos requeridos (personal técnico-administrativo, equipo informático, transporte, contratos, entre otros) para cada etapa, el detalle del equipo informático o tecnológico requerido y demás detalle de costos, lo anterior, de acuerdo con los formatos que defina la IE o área encargada de fijar los cargos de interconexión.

Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 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 o la que la sustituya.

Es importante señalar que el costo del sistema de medición de generación queda excluido de esta herramienta metodológica, siendo que debe ser provisto por el abonado y en el mercado existen diferentes opciones y precios de equipamiento para esta solución. Lo anterior de acuerdo con la normativa vigente.

La empresa distribuidora debe determinar los costos de adecuaciones de red de acuerdo con la normativa vigente. Dichos costos no se contemplan en este método de cálculo.

Los cargos en colones de la solicitud de interconexión (etapa 1), cargos de estudios de ingeniería e inspección inicial (etapa 2), cargo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión (etapa 3) y reinspección (etapa 4) en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa, se determinarán a través de las fórmulas 1.1 a 1.4, empleando las operaciones de mínimo y promedio simple o media aritmética, con base en la información que debe aportar cada una de las empresas distribuidoras.

2.3. Suministro de información

Para obtener esta información, la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas sobre la base de este método de cálculo deberá solicitar información a cada empresa, de acuerdo con la normativa vigente, según los formatos y plazos de entrega que ésta determine.

Será responsabilidad de la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas sobre la base de este método de cálculo (realizar la revisión y valoración de los detalles, memorias de cálculo, tiempos y costos facilitados por la empresa para determinar la razonabilidad de cada rubro de costos, para ser utilizados en el cálculo del cargo máximo de interconexión de la industria.

3. Aplicación del método de cálculo

3.1. Aplicación general y ajustes

Este método aplica para la fijación de tarifas ordinaria de oficio o a solicitud de parte, de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593. Después de la fijación inicial, la actualización de las tarifas se realizará de oficio una vez cada año dentro del primer semestre del respectivo año, iniciando el procedimiento de fijación tarifaria con la solicitud de información a las empresas distribuidoras por parte de la IE. Para el caso de una solicitud tarifaria a solicitud de parte, el solicitante actualizará su información y la información respecto de los demás operadores corresponderá a la información más reciente que esté disponible en la última fijación de esta tarifa, la cual al ser una fijación tarifaria de mercado se actualizará únicamente una vez al año.

Con ese fin, se revisarán y cuando corresponda, se actualizarán todos los costos definidos en el cálculo de estos cargos, de acuerdo con el procedimiento descrito en este método de cálculo.

Podrán realizarse fijaciones extraordinarias de dichos cargos, cuando hayan variaciones importantes en el entorno económico, a juicio de la IE.

Aplica a los propietarios de recursos energéticos distribuidos que requieran interconectarse a las redes de distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y será un cobro único para cada una de las etapas definidas en este método de cálculo.

Para la tarifa de interconexión a las redes de distribución se reconocerá tarifariamente, como máximo, el valor del promedio simple de los cargos de solicitud entre las empresas distribuidoras (fórmulas 1.1 a 1.4), en consecuencia, si para un operador particular sus costos propios son mayores a dicho promedio, el diferencial sobre el promedio valor queda excluido del reconocimiento tarifario.

3.2. Aplicación por primera vez

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 los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos.

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.

La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.

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.

3.3. Imputación de datos

En caso de que existan valores ignorados, es decir, que se desconozcan, se encuentren de forma agregada o representan cantidades que no se pueden observar, estos se imputarán³⁴, con la finalidad de asegurar la existencia de montos para todas las etapas y empresas

La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología imputará dichos datos en el orden de las etapas, es decir, si existen valores faltantes en varias etapas el primer dato a imputar es el de la etapa más temprana.

Esta imputación se calcula de la siguiente forma: para las empresas que sí cuentan con el valor de la etapa respectiva se estima la proporción de este con respecto al monto total y se calcula un promedio simple entre las proporciones existentes, dicha proporción se empleará para estimar el valor faltante; asimismo, esta imputación puede ser de acuerdo con otro criterio apegado a la ciencia y a la técnica.

³⁴ Imputación: Asignar un valor a una variable específica en donde falta el dato (OCDE, 2008).

4. Listado de fórmulas y variables

4.1. Listado de fórmulas

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
1.0	Cargo total de interconexión en colones durante el periodo t+1 para la empresa e.	$CInt_{t+1,e} = CSIn_{t+1,e} + CEI_{t+1,e} + CIFP_{t+1,e} + CRI_{t+1,e}$
1.1	Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CSIn_{t+1,e} = \min(SIn_{t+1,e}, SIn_{t+1,prom})$
1.2	Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CEI_{t+1,e} = \min(EI_{t+1,e}, EI_{t+1,prom})$
1.3	Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CIFP_{t+1,e} = \min(IFP_{t+1,e}, IFP_{t+1,prom})$
1.4	Cargo final de la Reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CRI_{t+1,e} = \min(RI_{t+1,e}, RI_{t+1,prom})$

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
1.5	Costo total promedio asociado a la respectiva etapa de la interconexión (variable i). En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CTP_{i,t+1,e} = SAS_{i,t+1,e} + MSU_{i,t+1,e} + DEP_{i,t+1,e} + TRA_{i,t+1,e} + VIA_{i,t+1,e} + CON_{i,t+1,e} + IND_{i,t+1,e} + OTR_{i,t+1,e}$

4.2. Listado de variables y subíndices

Variable	Definición
$CEI_{t+1,e}$	Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CIFP_{t+1,e}$	Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$Cint_{t+1,e}$	Cargo total de interconexión en colones durante el periodo t+1 para la empresa e.
$CON_{i,t+1,e}$	Costo promedio de los contratos con terceros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CRI_{t+1,e}$	Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, debido a que la etapa 3 resulte infructuosa, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CSIn_{t+1,e}$	Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CTP_{i,t+1,e}$	Costo total promedio asociado a la respectiva etapa de la interconexión (variable i). En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$DEP_{i,t+1,e}$	Costo promedio por depreciación de los activos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$EI_{t+1,e}$	Cargo de estudios de ingeniería e inspección inicial de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar los estudios de ingeniería que permitan determinar la viabilidad técnica del punto de interconexión e

Variable	Definición
	inspección inicial en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.
$EI_{t+1,prom}$	Cargo promedio de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$IFP_{t+1,e}$	Cargo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar la inspección final y puesta en servicio de la interconexión, durante el periodo t+1.
$IFP_{t+1,prom}$	Cargo promedio de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de inspección final y puesta en marcha de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$IND_{i,t+1,e}$	Costos indirectos promedio. Se trata de los costos asignados a la respectiva actividad de interconexión por parte de los otros centros de costos o servicios. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$MSU_{i,t+1,e}$	Costo promedio en materiales y suministros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$OTR_{i,t+1,e}$	Otros costos asociados a la respectiva etapa de la interconexión que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$RI_{t+1,e}$	Cargo de la reinspección en caso de ser requerida, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar una reinspección en colones, durante el periodo t+1 para la empresa e.
$RI_{t+1,prom}$	Cargo promedio de la reinspección, corresponde en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa. Calculado como el promedio simple de los cargos de reinspección de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$SAS_{i,t+1,e}$	Costo promedio de salarios y cargas sociales promedios asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$Sin_{t+1,e}$	Cargo de solicitud de interconexión de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano y tecnológico requerido para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.

Variable	Definición
$Sin_{t+1,prom}$	Cargo promedio de la solicitud de interconexión. Calculado como el promedio simple de los cargos de solicitud de interconexión ($Sin_{t,e}$) de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$TRA_{i,t+1,e}$	Costo promedio del transporte asociado a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$VIA_{i,t+1,e}$	Costo promedio de los viáticos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
e	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
i	Cada una de las 4 etapas de la interconexión: 1= solicitud de interconexión; 2= estudio de ingeniería e inspección inicial; 3= inspección final y puesta en marcha; y 4= reinspección
t + 1	Periodo en el que estará vigente el cargo.

CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO

1. Objetivos y alcance

1.1. Objetivos

Los principales objetivos son:

- Establecer un método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso para el generador distribuido acorde a la teoría del diseño de tarifas, que permita una adecuada asignación de costos en función de los requerimientos de capacidad, cargo de energía, potencia y costos fijos del abonado-productor.
- 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.
- Garantizar a los usuarios el servicio al costo, al incluir únicamente los costos fijos según su requerimiento de capacidad.
- Garantizar a las empresas distribuidoras un flujo de ingresos acorde con su nivel de costos.

1.2. Alcance

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

2. Modelo de cálculo

En las siguientes secciones se define el procedimiento de cálculo para determinar la tarifa de acceso a partir de la información obtenida de la muestra de datos de los generadores distribuidos en la zona de concesión de cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

2.1. Fórmula general del método de cálculo

Para calcular la tarifa de acceso máxima, es fundamental obtener una muestra de servicios que cuenten con generación distribuida, con el fin de aproximar el requerimiento de capacidad promedio mensual de este tipo de servicios, a partir de

la determinación de la demanda máxima³⁵. Esta potencia será multiplicada por el precio respectivo según la categoría tarifaria, a fin de determinar cuál es el aporte esperado de dichos servicios y se contrastará contra el aporte que realizan los generadores distribuidos, a partir de la potencia implícita tal y como se mostrará en secciones siguientes.

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

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

$$TA_{t+1} = \frac{ARC_{t+1} - API_{t+1}}{CNP_{t+1} * N_{t+1}} \quad \text{(Fórmula 2.1)}$$

Donde:

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

³⁵ La determinación de la demanda máxima se deberá obtener del medidor bidireccional o el que le sustituya, y siguiendo la definición existente en la normativa, en caso de que se realice alguna modificación (como por ejemplo el uso de potencia contratada), en la recolección de los datos, se deberá realizar la modificación para adecuarse a la normativa vigente.

N_{t+1} = Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, en el periodo “t+1”.

t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

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

2.2. Componentes de cálculo tarifario

Para la determinación de la tarifa indicada en la fórmula 2.1, se requieren las variables ARC_{t+1} , API_{t+1} , CNP_{t+1} y N_{t+1} las cuales se estiman de la siguiente forma:

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

Dado que el consumo natural mensual promedio por el servicio de generación distribuida estimado para el periodo “t+1” (CNP_{t+1}) y la cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, en el periodo “t+1” (N_{t+1}) son estimadas para el periodo “t+1”, se deberán proyectar mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Dado que la determinación de esta tarifa se deberá desarrollar en conjunto con los estudios ordinarios de las distintas empresas, es necesario proyectar un periodo igual al que estará vigente el ajuste tarifario ordinario que esté en trámite.

Al revisar la serie histórica indicada en el párrafo anterior, se debe realizar un análisis integral de los datos para determinar si existen cambios estructurales o coyunturales que puedan estar afectando la capacidad inferencial de la estimación a realizar. Con base en este análisis, se deberá definir con claridad el periodo definitivo por utilizar, y las justificaciones respectivas que respaldan la decisión tomada.

Para las estimaciones se utilizará un programa o software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen sobre la base de la ciencia, la técnica y la lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

El consumo natural, representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, se calcula como la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional), más la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) tal y como se muestra a continuación:

$$\mathbf{CN_{i,t} = EG_{i,t} - EI_{i,t} + ETR_{i,t}} \quad \mathbf{(Fórmula 2.2)}$$

Donde:

- $CN_{i,t}$ = Es el consumo natural del generador distribuido i en kWh en el periodo t.
- $EG_{i,t}$ = Es la cantidad de energía generada en kWh por el generador distribuido i en el periodo t, indicada en el medidor de generación.
- $EI_{i,t}$ = Es la cantidad de energía inyectada en la red en kWh por el generador distribuido i en el periodo t, indicada en el medidor bidireccional.
- $ETR_{i,t}$ = Es la cantidad total de energía retirada de la red por el generador distribuido i en kWh en el periodo t, indicada en el medidor bidireccional.
- t = Periodo base de análisis considerando en el estudio de fijación tarifaria

En función de lo anterior, el consumo natural mensual promedio por servicio para el periodo "t" se determina como la suma del consumo natural de todos los servicios con generación distribuida para el periodo respectivo (es decir la suma del consumo natural de todos los meses, para todos los servicios), dividido entre la cantidad de servicios reportados en todos los meses, tal y como se muestra a continuación:

$$\mathbf{CNP_t = \frac{\sum_{k=1}^f CNM_{k,t}}{\sum_{k=1}^f NM_{k,t}}} \quad \mathbf{(Fórmula 2.3)}$$

- CNP_t = Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida para el periodo "t". Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumió un servicio con generación distribuida en el periodo "t".

$CNM_{k,t}$ = Consumo natural mensual de todos los servicios con generación distribuida en el mes “k”. Este dato busca representar cuántos kWh de consumo natural se reportaron para el mes “k”, agregando todos los servicios reportados en dicho mes.

$NM_{k,t}$ = Cantidad total de servicios con generación distribuida, reportados en el mes “k”.

$\sum_{k=1}^f CNM_{k,t}$ = Representa la suma de todos los consumos naturales mensuales de todos los servicios con generación distribuida desde el mes 1 al último mes (f) en el periodo “t”.

$\sum_{k=1}^f NM_{k,t}$ = Representa la suma de todos los servicios con generación distribuida desde el mes 1 al último mes (f) en el periodo “t”.

t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

k = Representa cada mes del periodo para el cual se realiza el cálculo, desde el mes 1 al mes “f”.

f = Representa el último mes del periodo para el cual se realiza el cálculo.

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

Para la determinación del aporte por requerimiento de capacidad de los clientes con generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”, se deben tomar los datos de la muestra de generadores distribuidos de conformidad con lo indicado en la sección: 2.2.5. Determinación de la muestra de servicios con generación distribuida, y se deberá tomar la información de la potencia máxima a partir de un

medidor bidireccional que logre recopilar esta información para el periodo respectivo, y esta se multiplicará por el precio de la potencia, del grupo tarifario correspondiente, tal y como se muestra a continuación:

$$\text{ARC}_{t+1} = \sum_{s=1}^m (\text{PP}_{s,t+1} * \text{DMT}_{s,t+1}) \quad \text{(Fórmula 2.4)}$$

Donde:

ARC_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”, en colones.

$\text{DMT}_{s,t+1}$ = Suma de las demandas máximas (kW) de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”.

$\text{PP}_{s,t+1}$ = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación tal y como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)³⁶

m = Cantidad total de tarifas, es decir la cantidad total de grupos tarifarios para la empresa.

t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

Como se observa, en la fórmula anterior, el precio de la potencia a utilizar será el precio de la potencia del bloque tarifario binómico que corresponda según el pliego tarifario, para el grupo tarifario “s”, así por ejemplo si el grupo es el industrial, entonces se toma el precio en colones por kW del bloque binómico para el periodo “t+1” de dicho grupo tarifario.

³⁶ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

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

$$DMT_{s,t+1} = \left(\frac{N_{s,t+1}}{n_s} \right) * \sum_{i=1}^{n_s} DM_i \quad \text{(Fórmula 2.5)}$$

Donde:

$DMT_{s,t+1}$ = Suma de las demandas máximas (kW) de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario “s”, en el periodo “t+1”.

$N_{s,t+1}$ = Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Es decir, el promedio mensual de los clientes con generación distribuida esperados para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”.

N_s = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario “s”.

DM_i = Demanda máxima para el servicio con generación distribuida “i” en kW, que forma parte de la muestra seleccionada del grupo tarifario “s”³⁷.

$\sum_{i=1}^{n_s} DM_i$ = Suma de las demandas máximas medidas de todos los servicios con generación distribuida que forman parte de la muestra seleccionada del grupo “s” en kW.

S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)³⁸

i = Índice que representa a cada generador distribuido.

t+1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

³⁷ En caso de que se modifique la normativa para determinación de la demanda máxima, como por ejemplo el uso de potencia contratada, en la recolección de los datos, se deberá realizar la modificación para adecuarse a la normativa vigente.

³⁸ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

La cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1” ($N_{s,t+1}$) se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Dado que la determinación de esta tarifa se deberá desarrollar en conjunto con los estudios ordinarios de las distintas empresas, se deberá proyectar un periodo igual al que estará vigente el ajuste tarifario ordinario que se encuentre en trámite.

Al revisar la serie histórica indicada en el párrafo anterior, se debe realizar un análisis integral de los datos para determinar si existen cambios estructurales o coyunturales que puedan estar afectando la capacidad inferencial de la estimación a realizar. Con base en este análisis, se deberá definir con claridad el periodo definitivo por utilizar, y las justificaciones respectivas que respaldan la decisión tomada. Para las estimaciones se utiliza un programa o software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. 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.

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

Para la determinación del aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1” se deben tomar los datos de la muestra de generadores distribuidos de conformidad con lo indicado en la sección 2.2.5. Determinación de la muestra de servicios con generación distribuida, luego se debe estimar la potencia implícita en kW y multiplicar ese valor obtenido por el precio de la potencia en colones por kW, tal y como se muestra a continuación:

$$API_{t+1} = \sum_{s=1}^m (PP_{s,t+1} * PIT_{s,t+1}) \quad \text{(Fórmula 2.6)}$$

Donde:

- API_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”, en colones.
- $PP_{s,t+1}$ = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en colones por kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos se hará una aproximación tal y como se indica en la sección, 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
- $PIT_{s,t+1}$ = Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario “s” en kW, en el periodo “t+1”.
- S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)³⁹
- t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- m = Cantidad total de tarifas, es decir la cantidad total de grupos tarifarios para la empresa.

Como se observa, en la fórmula anterior, el precio de la potencia a utilizar será el precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW que corresponda según el pliego tarifario, para el grupo tarifario “s”, así por ejemplo si el grupo es el industrial, entonces se toma el precio en colones por kW del bloque binómico para el periodo “t+1” de dicho grupo tarifario.

La potencia implícita permite que el pago monómico, sea equivalente a un pago binómico calculando la potencia por medio de un factor de carga implícito que varía de modo proporcional a la energía comprada a la empresa distribuidora.

En función de lo anterior, la potencia implícita se estima empleando dicho factor de carga implícito tal y como se muestra a continuación:

³⁹ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

$$PIT_{s,t+1} = \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t+1} * 30 * 24} \quad \text{(Fórmula 2.7)}$$

Donde:

- $PIT_{s,t+1}$ = Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario “s” en kW, en el periodo “t+1”.
- $ECM_{s,t+1}$ = Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario “s” en kWh, en el periodo “t+1”.
- $FC_{s,t+1}$ = Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica, es decir, es el factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y con la binómica⁴⁰.
- S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁴¹
- t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- 30 = Constante que representa un ciclo comercial típico de 30 días en un mes de facturación.
- 24 = Constante que representa la cantidad de horas de un día.

Para la determinación del total de energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”, se toma el dato de la energía comprada por los clientes de la muestra seleccionada y se multiplica por el factor de expansión como se muestra a continuación:

$$ECM_{s,t+1} = \left(\frac{N_{s,t+1}}{n_s} \right) * \sum_{i=1}^{n_s} EC_i \quad \text{(Fórmula 2.8)}$$

⁴⁰ Para calcular este valor se toma como referencia el punto de corte actual de 3.000 kWh o el que se determine en la tarifa correspondiente.

⁴¹ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

Donde:

$ECM_{s,t+1}$ = Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario “s” en kWh en el periodo “t+1”.

$N_{s,t+1}$ = Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Es decir, la cantidad promedio mensual de clientes con generación distribuida esperados para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”.

N_s = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario “s”.

EC_i = Energía comprada mensualmente por el servicio de generación distribuida “i”, que forma parte de la muestra seleccionada del grupo tarifario “s”. La energía comprada es esa energía retirada por el servicio de generación distribuida y que paga las tarifas indicadas en el pliego respectivo para el grupo tarifario “s”.

$\sum_{i=1}^{n_s} EC$ = Suma de energía comprada de todos los servicios con generación distribuida que forman parte de la muestra seleccionada del grupo “s”.

s = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁴²

i = Índice que representa a cada generador distribuido.

t+1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

Por su parte, como se indicó anteriormente, el factor de carga implícito permite estimar una potencia equivalente con el pago binómico de la potencia implícita que se cubre al momento de aplicar una tarifa monómica, por lo anterior, es posible demostrar (Ver Anexo A) que el factor de carga implícito se puede calcular como sigue:

⁴² Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

$$FC_{s,t+1} = \frac{PP_{s,t+1}}{30 * 24 * (PME_{s,t+1} - PBE_{s,t+1})} \quad (\text{Fórmula 2.9})$$

Donde:

$FC_{s,t+1}$ = Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica, es decir, es el factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y con la binómica⁴³.

$PP_{s,t+1}$ = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación tal y como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

$PME_{s,t+1}$ = Precio de la energía del bloque tarifario monómico en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en kWh del bloque monómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un modo análogo a como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

$PBE_{s,t+1}$ = Precio de la energía del bloque tarifario binómico en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en colones por kWh del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un modo análogo a como se indica en la sección, 2.2.4. Precio

⁴³ Para calcular este valor se podría tomar como referencia el punto de corte actual de 3.000 kWh que se aplica en varias tarifas.

de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

- S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁴⁴
- t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos

Como se indicó en las secciones: 2.2.2. Determinación del aporte por requerimiento de capacidad demandado por los clientes de generación distribuida para el periodo tarifario “t+1” y 2.2.3. Determinación del aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”, para la determinación del precio de la potencia, se utilizará el precio de la potencia del grupo tarifario que corresponda, así por ejemplo para el grupo tarifario industrial, se tomará del pliego tarifario, la tarifa de potencia de los bloques binómicos de colones/kW.

Sin embargo, existen algunas tarifas que no poseen bloque binómico y por consiguiente no tienen un precio para la potencia en el pliego tarifario. De modo exclusivo para este tipo de tarifas, se establece un procedimiento diferenciado, en el cual se realiza una aproximación del precio de potencia que permita mantener la asignación proporcional a las tarifas vigentes, tal y como se muestra en la siguiente fórmula:

$$PPA_{s,t+1} = PPI_{t+1} * \left(\frac{PM_{s,t}}{PMB_t} \right) \quad \text{(Fórmula 2.10)}$$

Donde:

- $PPA_{s,t+1}$ = Precio de la potencia aproximado colones por kW para el periodo “t+1”, para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos.

⁴⁴ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

- PPI_{t+1} = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW, para el periodo “t+1”, para la tarifa industrial y comercios y servicios⁴⁵.
- $PM_{s,t}$ = Precio medio de los últimos 12 meses en colones por kWh, para el grupo tarifario que no cuenta con tarifa de potencia, este precio medio se obtiene de dividir los ingresos totales del grupo tarifario “s”, entre la cantidad de energía vendida de este grupo tarifario (ver fórmula 11 de la metodología ordinaria de distribución)⁴⁶.
- PMB_t = Precio medio de la energía en los últimos 12 meses en colones por kWh, para la tarifa industrial y comercios y servicios⁴⁷, este precio medio se obtiene de dividir los ingresos totales de tarifa industrial y comercios y servicios, entre la cantidad de energía vendida en estos grupos tarifarios (ver fórmula 11 de la metodología ordinaria de distribución).
- S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁴⁸
- t+1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

De este modo, para las tarifas con bloques exclusivamente monómicos, en los cuáles se requiera el dato del precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW ($PP_{s,t+1}$), se podrá emplear el valor obtenido de la fórmula anterior en dicha variable, de igual manera en el cálculo del factor de carga implícito

⁴⁵ En caso de que desaparezca la tarifa binómica industrial y comercios y servicios, o si el precio deja de ser igual para ambos grupos se procedería a realizar un promedio ponderado de las diferentes tarifas resultantes en función del consumo de potencia de cada grupo tarifario.

⁴⁶ Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicado en el Alcance Digital 63 a La Gaceta 154 del 10 de agosto del 2015.

⁴⁷ En caso de que desaparezca la tarifa binómica industrial y comercios y servicios, se emplearía los nuevos grupos tarifarios que los sustituyan.

⁴⁸ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

(fórmula 2.9), se podrá emplear un mecanismo homólogo al antes descrito para sustituir los precios de energía y potencia tanto para bloques monómicos como binómicos y de ese modo estimar el factor de carga⁴⁹.

El proceso anteriormente expuesto, se realiza por la necesidad de contar con un precio de la potencia para este tipo de servicios en todos los grupos tarifarios, dado que no se logra determinar de modo explícito en el pliego tarifario.

2.2.5. Determinación de la muestra de servicios con generación distribuida.

Como se expuso en secciones precedentes, para la determinación de la tarifa de acceso es necesario conocer la demanda máxima de dichos servicios, sin embargo, puede que algunos medidores no cuenten con esta información, por lo anterior, se requiere obtener este dato por medio de la colocación de un conjunto de medidores con dicha funcionalidad, los cuales se colocarán en un periodo de tiempo determinado, tal y como se mencionará más adelante.

Con el fin de garantizar la mayor representatividad posible, se procederá a obtener una muestra con base en el diseño que se presenta seguidamente.

El primer paso consiste en determinar el tamaño de muestra necesario, para ello se debe emplear la fórmula de muestreo de elementos con población finita, empleando el coeficiente de variación del consumo natural.

$$n = \frac{N \cdot CV^2}{CV^2 + \left[N \cdot \left(\frac{d}{z_{\alpha/2}} \right)^2 \right]} \quad (\text{Fórmula 2.11})$$

Donde:

- n = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida a seleccionar.
- N = Cantidad de servicios con generación distribuida existentes al momento de realizar el estudio.
- CV = Coeficiente de variación del consumo natural de los clientes con generación distribuida.

⁴⁹ De manera que el factor de carga implícito para estas tarifas con bloques exclusivamente monómicos, deberá ser igual al valor estimado para la tarifa industrial y comercios y servicios o el grupo que le sustituya.

- d = Nivel de error como proporción de la media⁵⁰.
- $z_{\alpha/2}$ = Estadístico de la distribución normal para el nivel de confianza determinado.
- α = Nivel de significancia⁵¹.

La asignación de esta muestra se realizará por medio de un muestreo estratificado aleatorio, es decir se asigna una cantidad por estrato, y de modo aleatorio se seleccionan los servicios con sistemas de generación distribuida para autoconsumo a muestrear en cada estrato, para ello se empleará como marco muestral la lista de servicios relacionados a generadores distribuidos, estratificando por grupo tarifario y asignando en función del porcentaje que representa el consumo natural de cada grupo, del consumo natural total de los clientes con generación distribuida.

$$n_s = n * \frac{CNT_s}{\sum_{s=1}^m CN_s} \quad \text{(Fórmula 2.12)}$$

Donde:

- n_s = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario “s”.
- n = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida a seleccionar.
- CNT_s = Consumo natural de todos los servicios con generación distribuida del grupo tarifario “s” en kWh, es decir la suma de los consumos naturales de todos los clientes con generación distribuida del estrato “s”, para los 12 meses previos al estudio.
- $\sum_{i=1}^m CN_s$ = Consumo natural total de todos los estratos “s” en kWh, es decir la suma de los consumos naturales de todos los clientes con generación distribuida, de todos los estratos, para los 12 meses previos al estudio.
- s = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁵²
- m = Cantidad total de tarifas, es decir la cantidad total de grupos tarifarios para la empresa.

⁵⁰ Se recomienda que sea menor o igual al 10%.

⁵¹ Se recomienda un nivel de significancia menor o igual al 10%.

⁵² Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

En caso de que algunos medidores no cuenten con la información de demanda máxima, se recurrirá a una muestra que garantice representatividad de todos los estratos definidos.

De este modo, si existiera el caso en el que la totalidad de los generadores distribuidos de una empresa cuenta con medidores que brindan esta información, no se requiere la extracción de una muestra para el cálculo de la tarifa de esta empresa, sino que se calcula la tarifa de acceso a partir de la información del 100% de los generadores distribuidos. No todas las empresas cuentan con la totalidad de generadores distribuidos con medidores inteligentes o con medición de demanda máxima, es por ello por lo que en dichas empresas se requeriría tomar una muestra que sea representativa de los generadores distribuidos por grupo tarifario, para obtener la información de demanda máxima en un periodo determinado.

En la selección de servicios y por consiguiente, en el diseño muestral respectivo, se podrán incorporar los datos de servicios con generación distribuida binómicos, a fin de aprovechar los mecanismos de medición que poseen este tipo de abonados productores, además se ha observado que al aumentar la muestra con este tipo de servicios se reducen de modo considerable las fluctuaciones en los resultados tarifarios, logrando una mayor convergencia y estabilidad en el tiempo.

Lo anterior se realiza con el fin de evitar que una muestra reducida genere una alta dependencia a valores específicos, de modo que un servicio podría afectar considerablemente los resultados y genera una alta incertidumbre y variabilidad.

Sin embargo, es importante indicar que, se deben excluir los servicios de media tensión los cuales tienen únicamente bloques binómicos, y por consiguiente no poseen la condición de tener reconocimiento de potencia implícita. Dado que este tipo de clientes, poseen medición de potencia, e incluso por periodo horario, no se considera necesario incluirlos en el marco muestral respectivo, además al estar en un nivel de tensión diferente se considera que sus características técnicas y patrón de consumo, es diferente al observado en clientes monómicos.

Además, una vez obtenida la cantidad de muestra total y al momento de asignar estos servicios por estrato, si existe un grupo tarifario cuya cantidad de servicios a muestrear supera la cantidad de servicios existente en dicho grupo, se deberá obtener información de toda esa población, y el exceso de muestra que le corresponde según la asignación proporcional, debe redistribuirse entre los demás grupos tarifarios, a fin de alcanzar el tamaño muestral requerido, y lograr cubrir la mayor proporción posible de cada grupo tarifario.

En el desarrollo del diseño muestral se podrá contemplar un porcentaje de no respuesta (asociados a problemas de comunicación u obtención de los datos de origen técnico), el cual deberá ser igual o menor al porcentaje de error como proporción de la media, empleado en el cálculo del tamaño de muestra. Por lo que es posible incrementar la cantidad de servicios a muestrear en cada grupo tarifario complementando este porcentaje de no respuesta.

2.2.6. Aplicación conjunta con metodología ordinaria de distribución.

El presente método de cálculo se deberá aplicar en conjunto con la metodología ordinaria de distribución, se procederá de la siguiente manera: para la determinación de los ingresos vigentes, se utilizará el precio de potencia vigente y para la determinación de los ingresos propuestos se utilizará el precio de potencia propuesto en el pliego, el cual se utilizará finalmente para el cálculo de la tarifa de acceso.

2.3. Criterios de aceptabilidad de los datos a utilizar

En la determinación de la muestra se deberá hacer un análisis de valores extremos⁵³ y en caso de determinar la existencia de estos, se procederá a excluirlos del marco y diseño muestral en cuestión, así como del análisis de tarifario y de resultados correspondiente. Además, se debe hacer un análisis de valores autorepresentados, es decir servicios que no se consideran valores extremos, y que por su importancia relativa dentro del consumo natural total, deben ser incluidos en la muestra de conformidad con la teoría del muestreo de poblaciones finitas, todo lo anterior será realizado por la Intendencia de Energía, o la dependencia de la ARESEP destinada para dichos fines. Por lo anterior, previo a que las empresas realicen la campaña respectiva, deberán solicitar a la ARESEP la muestra requerida.

En caso de que se haya logrado recopilar la información solicitada en la muestra, y de modo adicional se disponga de otras mediciones adicionales para el mismo periodo, se podrá emplear toda la información disponible siempre y cuando se adecuen los factores de expansión correspondientes, e incluso, de contar con la disponibilidad necesaria, se puede desarrollar un censo de este tipo de servicios.

Los datos que se suministren por medio de la recopilación de información de la muestra deberán validarse contra los datos remitidos de modo periódico, relacionados con los servicios con generación distribuida, y se debe valorar que la información sea coincidente.

Se solicitará que para todos los medidores que cuenten con capacidad de recolección del perfil de carga se remita el detalle respectivo, a fin de contar con datos con la mayor granularidad posible y que estos puedan ser cotejados contra la información agregada que disponga la ARESEP o la empresa distribuidora.

⁵³ Para la determinación de valores extremos podrá utilizarse el método de Tukey, el método Local Outlier Factor, la distancia de Cook, el método Zscore, la Distribución Generalizada de Valores Extremos, el teorema de Chebysev o el análisis de valores de influencia.

Los datos que no logren superar este proceso de validación con los demás requerimientos periódicos relacionados con los servicios con generación distribuida, deberán ser descartados del estudio.

La validez del estudio tendrá un plazo máximo de 3 años, a fin de que el proceso de recolección sea aprovechado en diversos estudios, propiciando la eficiencia operacional y economía procesal. De igual manera, en caso de observar cambios estructurales significativos durante el periodo de vigencia antes indicado, a juicio de la IE, se podrá realizar la actualización respectiva.

Toda la información que se utilice de resoluciones de información regular, como por ejemplo la información de la resolución RIE-089-2016, o la que la sustituya o complemente, deberá haber pasado por el proceso de revisión y validación, que se estableciera en dicha resolución para garantizar la confiabilidad y calidad de los datos.

De ser posible, los datos deberán recopilarse por periodos mensuales de facturación (es decir, debe coincidir con los ciclos de facturación), para un mes de cada cuatrimestre de los 12 meses previos, o, en su lugar, un dato medido en cada semestre. En caso contrario se utilizará como mínimo un mes, para ello, se seleccionará el mes cuyo consumo natural agregado, sea el más cercano al consumo natural promedio mensual de los 12 meses previos.

Si posterior al proceso de validación se observa que la cantidad de servicios resultante a incluir en el cálculo tarifario no cumple con la cantidad indicada en el diseño muestral contemplando el porcentaje de no respuesta (asociados a problemas de comunicación u obtención de los datos de origen técnico), se rechazará la solicitud tarifaria por no cumplir con los requerimientos establecidos, sin embargo la empresa podrá utilizar en un nuevo estudio los datos recabados, ajustando la cantidad de observaciones con diversas mediciones por cuatrimestre o semestre según la condiciones operativas y técnicas, tal y como se mencionó en el párrafo anterior.

Cuando se disponga de información de más de un mes para algún servicio, a fin de no ponderarse de un modo mayor a lo planteado en el diseño muestral, se deberá emplear un promedio entre los valores de los distintos meses para este servicio, al momento de incluirse en el cálculo tarifario de la tarifa de acceso.

2.4. Requerimientos de información

La Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP que le corresponda fijar las tarifas con base en esta metodología, deberá elaborar los formularios de presentación de información correspondiente por parte de los prestadores y abonados productores, estableciendo la forma y la periodicidad con la que se remitirán.

En este sentido, la información a recopilar en campo, relacionada con las mediciones de energía y potencia necesarias para la aplicación del instrumento, estarán en función de los datos necesarios para la adecuada aplicación tarifaria del presente método de cálculo y por consiguiente las empresas deberán ajustarse a los formatos que se establezcan.

Además, se empleará la información periódica remitida por medio de resoluciones de requerimientos de información, como por ejemplo la resolución RIE-089-2016, o la resolución que la sustituya o complemente.

2.5. Descripción del pliego tarifario para la tarifa de acceso

Con el fin de ordenar todo el proceso y condiciones de facturación, se utilizará la siguiente descripción del pliego tarifario, así como se limitará el paso de tarifa binómica a monómica para los consumidores con autoconsumo o generación distribuida, mediante el uso del consumo natural como determinante del bloque tarifario que corresponda, tal y como se indica a continuación:

Tarifa T-A: Acceso.

A. Aplicación:

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

B. Características de servicio:

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

C. Disposiciones Generales

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.6. Aplicación del método de cálculo

La aplicación metodológica se realizará de oficio o a solicitud de parte, de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593, para lo cual, de modo previo a la solicitud tarifaria, con al menos 3 meses de antelación a la presentación del estudio, la empresa distribuidora deberá solicitar a la Intendencia de Energía la muestra de servicios para el desarrollo de la recolección de información. En caso de que se cuente con información muestral recopilada, para la cual aún se encuentra vigente los 3 años de validez, no será necesario realizar esta solicitud de previo a la presentación del estudio. De igual manera, si la empresa desea de modo voluntario solicitar una nueva muestra, aunque no hayan transcurrido los 3 años de validez antes indicado, podrá realizarlo respetando el periodo de 3 meses antes señalados.

En el desarrollo de la aplicación metodológica se determinará una tarifa de acceso máxima, con lo cual se otorga la posibilidad a la empresa distribuidora de cobrar una tarifa menor, de conformidad con el principio de eficiencia, promoción de la actividad productiva, rentabilidad razonable y servicio al costo indicado en la Ley N° 7593, esta tarifa deberá ser de conocimiento de los usuarios, y deberá ser reportada a la ARESEP por medio de las solicitudes de información periódica.

Lo anterior, es consistente con lo definido en la Política Regulatoria de la ARESEP, dictaminada en la resolución RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021 y publicada en La Gaceta 209 del 15 de octubre de 2021, específicamente en el objetivo específico 3, el cual indica:

“Desarrollar una regulación que provea las señales necesarias para llevar la prestación de los servicios públicos hacia la senda de la eficiencia, la eficacia, tanto de manera individual, por sector o industria, considerando el principio de servicio al costo eficiente, la aplicación de enfoques regulatorios comparados y ejercicio de un modelo regulatorio oportuno, apoyado en las mejores prácticas y en la articulación de los instrumentos de política”.

2.6.1. Aplicación en general

El presente método de cálculo será de aplicación ordinaria de oficio o a solicitud de parte, de conformidad con el artículo 30 de la Ley N.º 7593; para cada empresa se obtendrá una tarifa independiente, por lo cual, en el cálculo tarifario se utilizarán únicamente los datos de la empresa respectiva. La aplicación de este método de cálculo se deberá realizar de modo conjunto con las fijaciones ordinarias respectivas.

El presente método de cálculo genera una tarifa que se cobrará a los servicios con generación distribuida, que cuenten con tarifa monómica, razón por la cual, si se desarrolla alguna modificación en la estructura tarifaria eléctrica de la empresa distribuidora, por medio de la cual ya no existan servicios en esta condición, esta tarifa dejará de aplicarse y calcularse, de modo que, los servicios con generación distribuida proceden a pagar la tarifa que corresponda por la energía y potencia.

2.6.2. Aplicación por primera vez

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 de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido.

La Intendencia de Energía deberá activar 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.

De modo excepcional, en esta primera aplicación para cada empresa distribuidora, se realizará únicamente el cálculo de la tarifa de acceso, y enviará a audiencia pública los resultados obtenidos. Las próximas aplicaciones de la tarifa de acceso se deberán realizar de modo conjunto con las peticiones tarifarias ordinarias.

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información de los pliegos tarifarios vigentes para el periodo tarifario que corresponde.

2.7. Otras disposiciones

En caso de que alguna resolución, departamento, parámetro o requerimiento de información haya cambiado su fuente oficial o haya sido complementada o actualizada por otra, se deberá emplear la versión más reciente.

De igual manera, en caso de que se determine que no existen servicios con generación distribuida a los cuales se les aplique una facturación monómicar, se suspenderá las aplicaciones relacionadas con este método de cálculo, hasta tanto existan clientes en dicha condición.

2.8. Relación con otras herramientas regulatorias

Es requerido que se tramite el ajuste del artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM vigente y se incluya en definiciones el concepto de consumo natural.

A continuación, se procede a modificar el artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM, para que se lea de la siguiente manera:

“Artículo 134. Servicios con facturación de demanda

En los servicios que por la característica de la tensión de acceso o por el uso de la energía se facture tanto el cargo por energía como el de potencia, el mismo se realizará de conformidad con la metodología y pliegos tarifarios vigentes, y se clasificará en el bloque de consumo que corresponda, con base en el consumo natural, entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

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

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

3. Derogatoria

Se deroga la resolución RJD-030-2016, publicada en el diario oficial La Gaceta N° 69 del 18 de febrero de 2016, mediante la cual la Junta Directiva de la ARESEP aprobó la “Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor”.

4. Transitorios

4.1. Suministro de información para la primera aplicación

Para la adecuada transición, se solicitará a las empresas distribuidoras que conforme a las condiciones técnicas y operativas existentes, realicen las gestiones para el suministro de la información necesaria para el cálculo y aplicación de la tarifa de acceso con el nuevo método de cálculo, en los plazos que establezca la Intendencia de Energía, para su análisis y utilización en el estudio tarifario correspondiente, de conformidad con lo indicado en la sección “Aplicación por primera vez”.

4.2. Vigencia de las tarifas de acceso fijadas con la RJD-030-2016

Para cada empresa distribuidora, hasta tanto no se realice la aplicación correspondiente con el nuevo modelo de cálculo, se mantendrá vigente la última tarifa fijada por la Intendencia de Energía a través de la aplicación de la metodología RJD-030-2016, al momento de la publicación de este instrumento, y no podrá ser actualizado de ninguna otra manera.

Según establece dicha metodología, el cobro está desarrollado en función de la energía retirada de la red de distribución luego de haber sido depositada en la red. Es decir, los kWh que el usuario retire de la red sin haberlos depositado no les aplica esta tarifa.

Para los generadores distribuidos que operen bajo la modalidad de operación con entrega de excedentes, el cobro deberá realizarse en función de la energía inyectada como excedente y que será sujeto de la compensación económica.

5. Listado de fórmulas y variables

5.1. Listado de fórmulas

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
2.1	Tarifa de acceso para el periodo "t+1", que se cobrará por cada kWh de consumo natural (colones / kWh).	$TA_{t+1} = \frac{ARC_{t+1} - API_{t+1}}{CNP_{t+1} * N_{t+1}}$
2.2	Consumo natural del generador distribuido i en kWh en el periodo t.	$CN_{i,t} = EG_{i,t} - EI_{i,t} + ETR_{i,t}$
2.3	Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida estimados para el periodo "t". Promedio de cuántos kWh de consumo natural por mes consumió un servicio de generación distribuida en el periodo "t".	$CNP_t = \frac{\sum_{k=1}^f CNM_{k,t}}{\sum_{k=1}^f NM_{k,t}}$
2.4	Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario "t+1".	$ARC_{t+1} = \sum_{s=1}^m (PP_{s,t+1} * DMT_{s,t+1})$
2.5	Suma de las demandas máximas de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario "s" en kW, en el periodo "t+1".	$DMT_{s,t+1} = \left(\frac{N_{s,t+1}}{n_s} \right) * \sum_{i=1}^{n_s} DM_i$
2.6	Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita	$API_{t+1} = \sum_{s=1}^m (PP_{s,t+1} * PIT_{s,t+1})$

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
	para el periodo tarifario "t+1", en colones.	
2.7	Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario "s" en kW, en el periodo "t+1".	$PIT_{s,t+1} = \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t} * 30 * 24}$
2.8	Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario "s" en kWh en el periodo "t+1".	$ECM_{s,t+1} = \left(\frac{N_{s,t+1}}{n_s} \right) * \sum_{i=1}^{n_s} EC_i$
2.9	Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica.	$FC_{s,t} = \frac{PP_{s,t+1}}{30 * 24 * (PME_{s,t+1} - PBE_{s,t+1})}$
2.10	Precio de la potencia aproximado colones por kW para el periodo "t+1", para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos.	$PPA_{s,t+1} = PPI_{t+1} * \left(\frac{PM_{s,t}}{PMB_t} \right)$
2.11	Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida a seleccionar.	$n = \frac{N \cdot CV^2}{CV^2 + \left[N \cdot \left(\frac{d}{z_{\alpha/2}} \right)^2 \right]}$
2.12	Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario "s".	$n_s = n * \frac{CNT_s}{\sum_{s=1}^m CN_s}$

5.2. Listado de variables y subíndices

Variable	Definición
α	Nivel de significancia.
API_{t+1}	Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario "t+1", en colones.
ARC_{t+1}	Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario "t+1", en colones.
$CN_{i,t}$	Es el consumo natural del generador distribuido i en kWh en el periodo t.
$CNM_{k,t}$	Consumo natural mensual de todos los servicios con generación distribuida en el mes "k". Este dato busca representar cuántos kWh de consumo natural se reportaron para el mes "k", agregando todos los servicios reportados en dicho mes.
CNP_t	Consumo natural mensual promedio por servicio de generación distribuida estimado para el periodo "t". Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumió un servicio de generación distribuida en el periodo "t".
CNP_{t+1}	Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida estimados para el periodo "t+1". Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumirá un servicio con generación distribuida en el periodo "t+1".
CNT_s	Consumo natural de todos los servicios con generación distribuida del grupo tarifario "s" en kWh, es decir la suma de los consumos naturales de todos los clientes con generación distribuida del estrato "s", para los 12 meses previos al estudio.
CV	Coeficiente de variación del consumo natural de los clientes con generación distribuida.
d	Nivel de error como proporción de la media.
DM_i	Demanda máxima para el servicio con generación distribuida "i" en kW, que forma parte de la muestra seleccionada del grupo tarifario "s".
$DMT_{s,t+1}$	Suma de las demandas máximas (kW) de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario "s", en el periodo "t+1".
z	Energía comprada por el servicio de generación distribuida "i", que forma parte de la muestra seleccionada del grupo tarifario "s". La

Variable	Definición
	energía comprada es esa energía retirada por el servicio de generación distribuida y que paga las tarifas indicadas en el pliego respectivo para el grupo tarifario "s".
$ECM_{s,t+1}$	Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario "s" en kWh en el periodo "t+1".
EG_{it}	Es la cantidad de energía generada en kWh por el generador distribuido i en el periodo t, indicada en el medidor de generación.
EI_{it}	Es la cantidad de energía inyectada o depositada en la red en kWh por el generador distribuido i en el periodo t, indicada en el medidor bidireccional.
ETR_{it}	Es la cantidad total de energía retirada de la red por el generador distribuido i en kWh en el periodo t, indicada en el medidor bidireccional.
$FC_{s,t}$	Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica, es decir, es el factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y con la binómica.
$N_{s,t+1}$	Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, para el grupo tarifario "s" en el periodo "t+1". Es decir, la cantidad promedio mensual de clientes con generación distribuida esperados para el grupo tarifario "s" en el periodo "t+1".
N_{t+1}	Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, en el periodo "t+1".
$NM_{k,t}$	Cantidad total de servicios con generación distribuida, reportados en el mes "k".
$PBE_{s,t+1}$	Precio de la energía del bloque tarifario binómico en colones por kWh para el grupo tarifario "s" en el periodo "t+1". Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en colones por kWh del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un modo análogo a como se indica en la sección, 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
$PIT_{s,t+1}$	Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario "s" en kW, en el periodo "t+1".
$PM_{s,t}$	Precio medio de los últimos 12 meses en colones por kWh, para el grupo tarifario que no cuenta con tarifa de potencia, este precio medio se obtiene de dividir los ingresos totales del grupo tarifario

Variable	Definición
	“s”, entre la cantidad de energía vendida de este grupo tarifario (ver fórmula 11 de la metodología ordinaria de distribución).
PMB_t	Precio medio de la energía en los últimos 12 meses en colones por kWh, para la tarifa industrial y comercios y servicios, este precio medio se obtiene de dividir los ingresos totales de tarifa industrial y comercios y servicios, entre la cantidad de energía vendida en estos grupos tarifarios (ver fórmula 11 de la metodología ordinaria de distribución).
$PME_{s,t+1}$	Precio de la energía del bloque tarifario monómico en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en kWh del bloque monómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un modo análogo a como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
$PP_{s,t+1}$	Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación tal y como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
$PPA_{s,t+1}$	Precio de la potencia aproximado colones por kW para el periodo “t+1”, para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos.
PPI_{t+1}	Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW, para el periodo “t+1”, para la tarifa industrial y comercios y servicios
TA_{t+1}	Tarifa de acceso para el periodo “t+1”, que se cobrará por cada kWh de consumo natural (colones/kWh).
$z_{\alpha/2}$	Estadístico de la distribución normal para el nivel de confianza determinado.
f	Representa el último mes del periodo para el cual se realiza el cálculo.
i	Índice que representa a cada generador distribuido.
k	Representa cada mes del periodo para el cual se realiza el cálculo, desde el mes 1 al mes “f”.

Variable	Definición
m	Cantidad total de tarifas, es decir la cantidad total de grupos tarifarios para la empresa.
n	Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida a seleccionar.
n_s	Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario "s".
N	Cantidad de servicios con generación distribuida existentes al momento de realizar el estudio.
s	Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras).
t	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
t + 1	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

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

1. Objetivos y alcance

1.1. Objetivos

Los principales objetivos son:

- a) Establecer el método de cálculo de la tarifa máxima de compra-venta de energía excedente y reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo que determine el precio máximo de compra-venta de energía por periodo horario y estacional entre empresas distribuidoras, así como por parte de las empresas distribuidoras a los generadores distribuidos.
- b) Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de los generadores distribuidos al SEN, de modo que las tarifas finales de compra-venta de energía excedente producto de la generación distribuida para autoconsumo reflejen las condiciones económicas, y técnicas que se requieren para el aprovechamiento de la generación a partir de fuentes de energía renovable.

- c) 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.

1.2. Alcance

- a) El método de cálculo definirá una tarifa máxima de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo por periodo horario y estacional entre empresas distribuidoras, así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido que define la Ley N° 10086.
- b) El método de cálculo de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo será parte de las fijaciones tarifarias que se realizan a todas las empresas distribuidoras y deberá consignarse en un pliego tarifario complementario.
- c) Constituye un procedimiento asociado a las fijaciones tarifarias ordinarias y extraordinarias del sistema de generación y sistema de distribución de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593.

2. Modelo de cálculo

2.1. Homologación requerida para obtener el costo de oportunidad

Tal y como se indicó en la justificación, las empresas eléctricas disponen de estructuras tarifarias distintas que responden, entre otros aspectos, a la definición de periodos horarios o estacionales, moneda y tipo de bloque (en algunos casos), estas diferencias dificultan la estricta comparación de los precios asignados a cada kWh. Por ejemplo, en algunas empresas se cuenta con tres periodos horarios: punta, valle y nocturno; mientras que en otras se define dos periodos horarios: punta y no punta; adicionalmente las horas que abarcan cada periodo pueden variar por empresa.

Por lo anterior, la Intendencia de Energía deberá aplicar el procedimiento de homologación entre periodos horarios o estacionales, moneda y tipo de bloque para las empresas eléctricas, a fin de lograr una adecuada comparabilidad entre estructuras tarifarias de generación.

Es importante indicar que este proceso de homologación se deberá realizar únicamente en caso de que existan estructuras tarifarias heterogéneas, pues si son iguales no sería necesario su realización. Es decir, este proceso es un requisito previo para el cálculo del costo de oportunidad, y se detalla en este apartado como un insumo para su utilización en la sección de procedimiento de cálculo, según corresponda.

Este proceso de homologación a realizar será el siguiente:

1. En primera instancia, es necesario determinar si existen periodos horarios que estén contemplados en un período más amplio de otra estructura tarifaria, en dado caso se deben unificar estos periodos y se utilizará el período horario más amplio, siendo necesario la utilización de un promedio ponderado por la cantidad de energía y potencia estimada en cada período.
2. En caso de que la estructura tarifaria presente estacionalidad, es decir, si los precios presentan un patrón trimestral, semestral o por temporadas altas o bajas se debe realizar un tratamiento similar al descrito en el párrafo anterior, de modo que se mantenga el periodo estacional más amplio.
3. En caso de que existan tarifas en diferentes monedas se deberá realizar una homologación que permita expresar los precios en colones, para lo cual se utilizará el tipo de cambio estimado para el período respectivo. El cual se obtendrá a partir del dato utilizado para el tipo de cambio en el estudio tarifario que corresponda, o bien, en caso de que no se tenga referencia en dicho estudio se utilizará un promedio del tipo de cambio de venta publicado por el Banco Central de Costa Rica del mes calendario anterior a la apertura del expediente tarifario.

En la actualidad, para algunos proveedores de energía y potencia el precio de generación se calcula de forma monómica, es decir se cobra un monto en función de la energía, mientras que para otros proveedores existe un monto diferenciado para cada componente, por tanto, para asegurar la comparabilidad entre los montos, es necesario homologar ambas formas, pasando de la estructura binómica a una monómica. Para ello, se debe emplear el estudio tarifario de la empresa con tarifas de generación binómicas y calcular el precio conjunto de energía y potencia (precio de generación monómico) para cada periodo horario o estacional con la fórmula que se muestra a continuación.

$$\mathbf{PGM_{e,h,p} = \frac{(PGE_{e,h,p} * CE_{e,h,p}) + (PGP_{e,h,p} * CP_{e,h,p})}{CE_{e,h,p}}} \quad \mathbf{(Fórmula 3.0)}$$

$PGM_{e,h,p}$ = Precio de generación monómico para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)

$PGE_{e,h,p}$ = Precio de generación de la energía para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)

- $PGP_{e,h,p}$ = Precio de generación de la potencia para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kW)
- $CE_{e,h,p}$ = Cantidad de energía para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (kWh)
- $CP_{e,h,p}$ = Cantidad de potencia para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (kW)
- e = Subíndice que representa cada empresa distribuidora que compra los excedentes. Es decir, cada una de las empresas distribuidoras a la cual se le fija la tarifa de excedentes.
- h = Subíndice que representa cada uno de los periodos horarios existentes en la estructura tarifaria homologada (punta, valle, noche, fuera de punta, entre otras).⁵⁴
- p = Subíndice que representa cada uno de los periodos estacionales existentes en la estructura tarifaria homologada (meses o trimestres de aplicación, temporada alta o baja).⁵⁵

Como se desprende de lo anteriormente expuesto, se debe realizar una homologación por 1) periodo horario, 2) periodo estacional, 3) moneda y 4) tipo bloque (monómico o binómico), es decir existen 4 criterios de homologación, lo cual puede afectar la comparabilidad.

Las estructuras tarifarias muy heterogéneas que requieran homologación por todos los criterios antes mencionados imposibilitan generar una estructura tarifaria adecuada que permita realizar una comparación de precios.

Por ello, al momento de realizar el proceso de homologación, la Intendencia de Energía o área interna de Aresep que le corresponda aplicar la metodología mantendrá únicamente las opciones que requieran aplicar cómo máximo 2 criterios de homologación para el cálculo del costo de oportunidad, por lo que si se requieren

⁵⁴ Se refiere a los periodos horarios que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología sólo existían cuatro tipos de periodos horarios 1) punta, 2) valle, 3) noche y 4) fuera de punta, es importante mencionar que no todas las empresas tienen los mismos tipos de periodos horarios, por ejemplo, el periodo fuera de punta sólo se aplica en la estructura tarifaria de la planta Sigifredo Solís.

⁵⁵ Se refiere a los periodos estacionales que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología existen aplicaciones trimestrales, anuales, y de periodos estacionales denominados temporada alta y baja.

3 o más homologaciones, no se considerarían las opciones para este cálculo, a fin de mantener las alternativas más semejantes que permitan una adecuada comparabilidad de los precios, tomando como punto de comparación para identificar la cantidad de homologaciones que se requieren realizar, la estructura tarifaria de la principal opción de compra a nivel nacional.⁵⁶

Es decir, para poder realizar las homologaciones respectivas de las diferentes empresas, se utilizará la estructura tarifaria del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) como punto de comparación para identificar la cantidad de homologaciones que se requieren realizar, ya que es el principal actor del sistema de generación de energía eléctrica; en caso de que esto cambie, se deberá utilizar como punto de comparación para la homologación a la empresa que genere mayor energía eléctrica a nivel nacional.

La homologación de criterios se deberá realizar de la empresa que cuente con los criterios más desagregados hacia la empresa con los criterios más generales.

2.2. Procedimientos de cálculo

Tal y como se expuso en la justificación, los compradores de estos excedentes tendrían un incentivo para adquirirlos si constituyen una opción cuyo precio sea menor o igual a la mejor opción que estarían dejando de adquirir por comprar dichos excedentes, es decir el incentivo se daría si el precio es menor o igual al costo de oportunidad, es por ello que se define una tarifa máxima que permita dar esta flexibilidad, de modo que si existe algún generador distribuido con una eficiencia mayor y que por consiguiente pueda ofrecer un precio menor, lo pueda realizar sin ningún inconveniente. Es decir, la tarifa máxima se determinará en función del costo de oportunidad correspondiente.

Aunado a lo anterior, se espera que las empresas distribuidoras realicen una optimización de los procesos de compra-venta de energía. Al respecto, la Ley N° 10086 en su artículo 12, plantea que las compras de excedentes deberán responder a criterios de oportunidad, necesidad, eficiencia y conveniencia que, en forma motivada y razonada técnica y económicamente, definan las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Asimismo, tal y como se mencionó en la sección “Importancia de la Modalidad Neta Completa en el servicio distribución” la CGR ha sido clara en indicar que la generación distribuida puede generar beneficios importantes que no se deben desaprovechar y como mencionó Gischeler y Janson (2011), para lograr maximizar

⁵⁶ Es decir, la estructura base, será la estructura tarifaria de la empresa a la que se compra la mayor cantidad de energía a nivel nacional en el periodo.

el bienestar social, es necesario que los sistemas de energía se desarrollen sobre la base de la generación al menor costo, y por ello si los generadores distribuidos pueden entregar su energía excedente a mejores precios que las demás alternativas disponibles en el mercado eléctrico nacional, las empresas distribuidoras deberán aprovecharlas en beneficio de sus usuarios.

Por ello, en términos de aplicación, se deben homogenizar todos los costos de energía y potencia que pueda comprar la empresa distribuidora, en cada periodo horario, periodo estacional (meses o días según la estructura vigente) y en cada uno de los tipos de bloques (monómicos o binómicos) para lo cual se deberá realizar un proceso de homologación tal y como se explica en la sección “2.1. Homologación requerida para obtener el costo de oportunidad”.

Una vez que se cuenta con los costos homogenizados para cada opción posible de compra asociada a un kWh equivalente se determinará la que ofrece el menor precio; este precio menor obtenido sería el costo de oportunidad, pues esta sería la opción que, bajo un esquema de agentes racionales, el comprador procedería a adquirir si no tuviera la opción de comprar los excedentes.

En conclusión, el proceso de cálculo consiste en homogenizar todas las demás opciones de compra que tenga una empresa distribuidora, sacar el precio mínimo de todas ellas, según la estructura tarifaria homogenizada resultante, y este sería el costo de oportunidad, que se definiría como tarifa máxima para la venta de excedentes.

2.3. Formulación matemática para el desarrollo del cálculo

En función de lo expuesto por Monge (2021, pág. 161), se realiza una aproximación matemática del planteamiento expuesto en la sección precedente, por medio de la utilización de funciones de Leontief.

De este modo se determina el precio de venta de excedentes por medio de la siguiente fórmula:

$$PVE_{e,b,h,p} = \min\{ PO1_{e,b,h,p}, PO2_{e,b,h,p}, PO3_{e,b,h,p}, \dots, POn_{e,b,h,p} \} \quad (\text{Fórmula 3.1})$$

Donde:

$PVE_{e,b,h,p}$ = Precio de venta de excedentes en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

$PO1_{e,b,h,p}$ = Precio homologado de la opción 1 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

$PO2_{e,b,h,p}$ = Precio homologado de la opción 2 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

$PO3_{e,b,h,p}$ = Precio homologado de la opción 3 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

$POn_{e,b,h,p}$ = Precio homologado de la n-ésima opción en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

e = Subíndice que representa cada empresa distribuidora que compra los excedentes. Es decir, cada una de las empresas distribuidoras a la cual se le fija la tarifa de excedentes.

b = Subíndice correspondiente a cada tipo de bloques tarifarios existentes en la estructura tarifaria homologada (tipo de bloque monómico, tipo de bloque binómico, entre otras).⁵⁷

h = Subíndice que representa cada uno de los periodos horarios existentes en la estructura tarifaria homologada (punta, valle, noche, fuera de punta, entre otras).⁵⁸

⁵⁷ Se refiere a los tipos de bloques tarifarios que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología sólo existían dos tipos de bloques tarifarios: 1) tipo de bloque monómico en los que sólo se cobra en función de la energía comprada y 2) tipo de bloque binómico en los que se cobra en función de la energía y potencia adquirida por separado, es importante mencionar que no todas las empresas tienen los mismos tipos de bloques en la actualidad, por ejemplo, varias empresas actualmente no tienen bloques binómicos.

⁵⁸ Se refiere a los periodos horarios que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología sólo existían cuatro tipos de periodos horarios 1) punta, 2) valle, 3) noche y 4) fuera de punta, es importante mencionar que no todas las empresas tienen los mismos tipos de periodos horarios, por ejemplo, el periodo fuera de punta sólo se aplica en la estructura tarifaria de la planta Sigifredo Solís.

p = Subíndice que representa cada uno de los periodos estacionales existentes en la estructura tarifaria homologada (meses o trimestres de aplicación, temporada alta o baja).⁵⁹

Tal y como se desprende de la fórmula anterior, el proceso de cálculo considera la homologación de estructuras tarifarias en caso de que sea requerido para obtener el precio mínimo entre las demás alternativas de compras de energía para cada empresa “e”, considerando el tipo de bloque “b”, el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. El precio homologado se debe entender como el que se obtiene de las estructuras de generación comparadas, sea que haya requerido o no el proceso de homologación.

La determinación del precio es una formulación dinámica y versátil, con el fin de proveer una alternativa flexible que pueda adaptarse a las diferentes estructuras tarifarias existentes.

Además, al hacer referencia a los precios de las diferentes opciones de compra existentes permite que el método de cálculo interopere con las demás metodologías, de modo que, si hay un cambio en alguna de ellas, tanto en su aplicación como en su diseño, se pueda aplicar sin necesidad de realizar ningún cambio en el presente instrumento.

Con el fin de no agregar un subíndice adicional, se entenderá que esta tarifa se determina para el periodo “t+1”, en el que estará vigente el ajuste tarifario. Es decir, si se va a realizar una estimación para el próximo periodo entonces este será el periodo “t+1”, y por consiguiente la fijación que se va a realizar aplicando esta fórmula será para dicho periodo, y por ello, cada uno de los precios homologados contemplados en $\{ PE1_{e,b,h,p}, PE2_{e,b,h,p}, PE3_{e,b,h,p}, \dots, PEn_{e,b,h,p} \}$ deberán ser para el periodo “t+1”⁶⁰.

3. Aplicación del método de cálculo

En la aplicación metodológica se determinará una tarifa máxima de compra-venta de excedentes y por consiguiente su reconocimiento económico máximo. Este precio de compra-venta de energía será por periodo horario y estacional entre

⁵⁹ Se refiere a los periodos estacionales que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología existen aplicaciones trimestrales, anuales, y de periodos estacionales denominados temporada alta y baja.

⁶⁰ En caso de que se deban realizar fijaciones para periodos siguientes, se debe aplicar la misma fórmula de modo iterativo, es decir, lo que estaba asociado al periodo t, se convertiría en el periodo t+1 y así sucesivamente.

empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos y la empresa distribuidora, tal como lo define la Ley N° 10086. Esta tarifa deberá ser de conocimiento de los usuarios y empresas involucradas, y por medio de las solicitudes de información periódica que se remiten a la Aresep, se deberá informar el precio efectivo pagado por los excedentes en cada componente de la estructura homologada.

Para la aplicación de esta tarifa de compra-venta de excedentes se deberá seguir el procedimiento de participación ciudadana previsto en el artículo 36 de la Ley N° 7593, cuando se trate de fijaciones ordinarias o al procedimiento de consulta pública vigente en los casos de fijaciones extraordinarias. Esta participación podrá ser de manera presencial, virtual o según los medios que la ARESEP disponga y comunique oportunamente.

3.1. Aplicación en general y ajustes

De conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593, las fijaciones tarifarias podrán ser de carácter ordinario, -que son aquellas que contemplan factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3 de dicha Ley, las cuales podrán ser realizadas de oficio- y extraordinarias, -que son aquellas que consideran variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito

o fuerza mayor y cuándo se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste, estas fijaciones tarifarias extraordinarios se realizarán de oficio-.

El presente método de cálculo se aplicará, de forma simultánea y en el mismo proceso ordinario o extraordinario según corresponda, para cualquier estudio de generación, aplicación de la metodología del costo variable de generación (CVG) o cualquier otra metodología que la sustituya, de oficio o a solicitud de parte de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593 ya citado. En el caso de los estudios a solicitud de parte, la empresa distribuidora deberá presentar el cálculo para la actualización de esta tarifa. Para cada empresa se obtendrá una tarifa máxima de compra-venta de excedentes de forma independiente.

En función de lo anterior, cada vez que cambie alguno de los precios de generación asociados a las opciones de compra de la empresa distribuidora, se debe realizar una actualización en la tarifa máxima de compra-venta de excedentes, dado que, el costo de oportunidad podría variar, y con él, la tarifa máxima correspondiente.

Aplica para las empresas distribuidoras y los PDER que operen sus sistemas de generación distribuida para autoconsumo bajo la modalidad de operación con entrega de excedentes definidos en la Ley N° 10086.

3.2. Aplicación por primera vez

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 la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora.

La Intendencia de Energía deberá activar 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 caso de que el método de cálculo de acceso ya se haya aplicado por primera vez al momento de aplicar este método de cálculo de compra-venta de excedentes, se deberá realizar, de modo excepcional, la actualización del cálculo de la tarifa de acceso. Dicha actualización deberá realizarse en conjunto con el método de cálculo de compra-venta de excedentes, debido a la implementación de la facturación neta.

Por su parte, de modo excepcional, si se requiere realizar la aplicación conjunta de ambas para cada empresa distribuidora, se realizarán los cálculos de la tarifa para la compra-venta de excedentes y la tarifa de acceso y se enviarán a audiencia pública los resultados obtenidos.

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información de los pliegos tarifarios vigentes para el periodo tarifario que corresponde.

3.3. Vigencia de la tarifa de compra-venta de excedentes

La tarifa para la compra-venta de excedentes estará vigente hasta que se establezca un nuevo cálculo en la correspondiente fijación tarifaria.

3.4. Requerimientos de información

La Intendencia de Energía deberá emplear la información tarifaria aprobada para el periodo de cálculo, con lo cual se utilizará información interna de la ARESEP, de igual modo, en caso de requerir información de alguna empresa distribuidora o generador distribuido, la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología elaborará los requerimientos de información necesarios para aplicar el instrumento. Como se desprende de lo expuesto anteriormente, la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología tiene la facultad necesaria para solicitar la información que considere pertinente.

La Intendencia de Energía o área interna de Aresep que le corresponda fijar la tarifa de compra-venta de excedentes con base en este método de cálculo, deberá realizar la solicitud de información a cada una de las empresas eléctricas referente a los montos efectivamente pagados a los generadores distribuidos por los excedentes de energía vendidos. Para ello, debe desarrollar un ingresador de información donde se contemple como mínimo, los bloques utilizados, las fechas y periodos horarios de compra de excedentes, la cantidad de energía y/o potencia comprados y el monto pagado. Con esta información, la IE o área correspondiente debe verificar la correcta aplicación de la tarifa máxima en la compra-venta de excedentes por parte de la empresa distribuidora de energía respectiva.

Además, con esta información y la que considere necesaria, la IE o área correspondiente podrá realizar el proceso de seguimiento que considere pertinente para verificar el adecuado cumplimiento de los principios establecidos en la Ley N° 7593 y la Ley N°10086, con el fin de lograr los mayores beneficios para los usuarios y el SEN.

3.5. Suministro de información para la primera aplicación

Para la adecuada transición de la situación vigente a la propuesta, se solicitará a las empresas distribuidoras que conforme a las condiciones técnicas y operativas existentes, realicen las gestiones para el suministro de información necesaria y la aplicación de la tarifa de venta de excedentes, en los plazos que establezca la Intendencia de Energía, para su análisis y utilización en el estudio tarifario correspondiente, de conformidad con lo indicado en la sección “Aplicación por primera vez”.

4. Listado de fórmulas y variables

4.1. Listado de fórmulas

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
3.0	Precio de generación monómico para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)	$PGM_{e,h,p} = \frac{(PGE_{e,h,p} * CE_{e,h,p}) + (PGP_{e,h,p} * CP_{e,h,p})}{CE_{e,h,p}}$
3.1	Precio de venta de excedentes en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.	$PVE_{e,b,h,p} = \min\{ PO1_{e,b,h,p}, PO2_{e,b,h,p}, PO3_{e,b,h,p}, \dots, PON_{e,b,h,p} \}$

4.2. Listado de variables y subíndices

Variable	Definición
$PGM_{e,h,p}$	Precio de generación monómico para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)
$PGE_{e,h,p}$	Precio de generación de la energía para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)
$PGP_{e,h,p}$	Precio de generación de la potencia para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kW)
$CE_{e,h,p}$	Cantidad de energía para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (kWh)
$CP_{e,h,p}$	Cantidad de potencia para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (kW)
$PVE_{e,b,h,p}$	Precio de venta de excedentes en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.
$PO1_{e,b,h,p}$	Precio homologado de la opción 1 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.
$PO2_{e,b,h,p}$	Precio homologado de la opción 2 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

Variable	Definición
$PO3_{e,b,h,p}$	Precio homologado de la opción 3 en el periodo "t+1", para la compra de la empresa "e", en el tipo de bloque "b", para el periodo horario "h" y el periodo estacional "p".
$POn_{e,b,h,p}$	Precio homologado de la n-ésima opción en el periodo "t+1", para la compra de la empresa "e", en el tipo de bloque "b", para el periodo horario "h" y el periodo estacional "p".
e	Subíndice que representa cada empresa distribuidora que compra los excedentes. Es decir, cada una de las empresas distribuidoras a la cual se le fija la tarifa de excedentes.
b	Subíndice correspondiente a cada tipo de bloques tarifarios existentes en la estructura tarifaria homologada (tipo de bloque monómico, tipo de bloque binómico, entre otras).
h	Subíndice que representa cada uno de los periodos horarios existentes en la estructura tarifaria homologada (punta, valle, noche, fuera de punta, entre otras).
p	Subíndice que representa cada uno de los periodos estacionales existentes en la estructura tarifaria homologada (meses o trimestres de aplicación, temporada alta o baja).

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

1. Objetivos y alcance

1.1. Objetivos

El objetivo general de este método de cálculo es establecer una tarifa (T-DER) que les 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 su red de distribución y que no son propios de los procesos de interconexión y acceso, pues los costos de estos son cubiertos por las respectivas tarifas.

El desarrollo de este método de cálculo responde a la identificación de costos relacionados con la correcta operación de la red de distribución cuando se integran los recursos energéticos distribuidos.

Adicionalmente, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- a) Establecer los criterios, fórmulas y demás condiciones necesarias para el cálculo y aplicación de esta tarifa.
- b) Cumplir con el mandato del artículo 7, inciso a) de la Ley N.º 10086 en cuanto al reconocimiento tarifario de los costos y beneficios de las inversiones, las cuales deben asignarse proporcionalmente a las actividades correspondientes.
- c) Evitar o minimizar la posibilidad de que se den subsidios cruzados a favor de los usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento del resto de los abonados y participantes en el SEN, según el mandato de los artículos 6 (incisos b y e) y 7 (inciso a) de la Ley N.º 10086.
- d) Permitir que se puedan recuperar los costos asociados con el canon de regulación de la actividad relacionada con los recursos energéticos distribuidos, el cual será cobrado por medio de la tarifa respectiva y trasladado por las empresas eléctricas distribuidoras a la ARESEP, según los mecanismos propios del canon de regulación del sector eléctrico.

1.2. Alcance

- a) La tarifa aplicable a los recursos energéticos distribuidos (TDER) interconectados a la red de distribución es el monto que las diferentes empresas eléctricas distribuidoras le cobrarán mensualmente a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW instalado.
- b) Constituye un procedimiento asociado a las fijaciones tarifarias ordinarias y extraordinarias del sistema de distribución de energía eléctrica de conformidad con el artículo 30 de la Ley N.º 7593.
- c) La tarifa se aprobará para todas las empresas eléctricas distribuidoras, preferentemente junto con las tarifas del sistema de distribución, para minimizar la posibilidad de que se dupliquen costos o inversiones.
- d) La respectiva tarifa debe ser cubierta por todos los PDER interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, en proporción a la capacidad instaladas de DER que posean, independientemente de su naturaleza.
- e) La tarifa también permite recuperar los costos asociados con el canon de regulación, según los términos indicados

- f) El método de cálculo de T-DER será parte de las fijaciones tarifarias que se realizan a todas las empresas distribuidoras y deberá consignarse en el pliego tarifario del sistema de distribución.

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.

$$\text{TDER}_{e,t+1} = \frac{\text{COMA}_{e,t+1} + (\text{R}_{e,t+1} * \text{BT}_{e,t+1}) + \text{CregDER}_{e,t+1}}{\text{N} * \text{CI}_{e,t+1}} \quad (\text{Fórmula 4. 1})$$

Donde:

- $\text{TDER}_{e,t+1}$ = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1”, por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).
- $\text{COMA}_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Ver la sección 2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)”.
- $\text{R}_{e,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa “e” en el periodo “t+1”. Ver la sección 2.3. denominada “Tasa de rédito para el desarrollo (R)”.
- $\text{BT}_{e,t+1}$ = Base tarifaria de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Ver la sección 2.4. denominada “Base tarifaria (BT)”.
- $\text{CregDER}_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa “e” en el periodo “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)”.
- $\text{CI}_{e,t+1}$ = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el periodo “t+1”, en kW. Ver la sección 2.6. denominada “Capacidad instalada (CI)”.
- N = Cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Periodo 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 periodo “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 periodo “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 periodo “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 = Periodo 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:

$$\text{COMAD}_{e,t+1} = \text{SAS}_{e,t+1} + \text{MSU}_{e,t+1} + \text{DEP}_{e,t+1} + \text{TRA}_{e,t+1} + \text{VIA}_{e,t+1} + \text{CON}_{e,t+1} + \text{OTR}_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.3})$$

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 periodo “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 periodo “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 periodo “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 periodo “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 periodo “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 periodo “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 periodo “t+1”.
- OTR_{e,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 periodo “t+1”.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- t+1 = Periodo 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.

$$\text{COMAA}_{e,t+1} = (\text{COMASD}_{e,t+1} * \text{PI}_{e,t+1}) + \text{DEPIP}_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.4})$$

Donde:

$\text{COMAA}_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “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.

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

$\text{PI}_{e,t+1}$ = 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 periodo “t+1”. Ver fórmula 4.6.

$\text{DEPIP}_{e,t+1}$ = 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 periodo “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 = Periodo 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:

$$\text{COMASD}_{e,t+1} = \text{COMA} - \text{CEP} - \text{Peaje} - \text{DEPIP}_{e,t+1} - \text{Cre}\xi \quad (\text{Fórmula 4.5})$$

Donde:

$\text{COMASD}_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el periodo “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 periodo “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 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

En el caso de que no se cuente con la información para las anteriores variables para el periodo “t+1”, se podrán emplear los datos del último periodo 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” (PI_{e,t+1}) se emplea la siguiente fórmula.

$$PI_{e,t+1} = \frac{IDER_{e,t+1}}{IV_{e,t+1} + IDER_{e,t+1}} * 100 \quad (\text{Fórmula 4.6})$$

Donde:

$PI_{e,t+1}$ = 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 periodo "t+1".

$IDER_{e,t+1}$ = Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa "e" para el periodo "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.

$IV_{e,t+1}$ = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía por la empresa "e" para el periodo "t+1". Corresponde a la variable "Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios" (Iv) 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 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

En el caso de que no se cuente con la información para la variable $IV_{e,t+1}$ para el periodo "t+1", se podrán emplear los datos del último periodo 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 ($BT_{e,t+1}$) 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:

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

⁶¹ ADMS: siglas de “Advanced Distribution Management System” o sistema avanzado de gestión de la distribución.

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.

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

Donde:

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

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el periodo “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 = Periodo 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.

$$\mathbf{BTA_{e,t+1} = (BTSD_{e,t+1} - IP_{e,t+1}) * PI_{e,t+1} + IP_{e,t+1}} \quad \mathbf{(F\acute{o}rmula 4.9)}$$

Donde:

$BTA_{e,t+1}$ = Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribuci3n de energa de la empresa "e" en el periodo "t+1". Corresponde a una asignaci3n proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas el3ctrica distribuidoras para la operaci3n del sistema de distribuci3n.

$BTSD_{e,t+1}$ = Base tarifaria para el servicio de distribuci3n de energa de la empresa "e" en el periodo "t+1". Corresponde a la base tarifaria definida mediante el instrumento regulatorio denominado "Metodologa tarifaria ordinaria para el servicio de distribuci3n de energa el3ctrica brindado por operadores p3blicos y cooperativas", resoluci3n 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 metodologa que la sustituya.

$IP_{e,t+1}$ = Inversi3n especifca realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energ3ticos distribuidos interconectados a la red de distribuci3n, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad, para la empresa "e" para el periodo "t+1". Corresponde a la proporci3n de la respectiva inversi3n que s3 es posible asignar a la tarifa TDER, seg3n valoraciones especifcas para cada inversi3n o subgrupo de ellas.

$PI_{e,t+1}$ = Porcentaje de participaci3n relativa de los ingresos generados por los recursos energ3ticos distribuidos interconectados a la red de distribuci3n respecto a los ingresos totales generados por la empresa "e" para el periodo "t+1". Ver f3rmula 4.6.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Periodo en el que estar3 vigente la tarifa.

Las inversiones asignadas de forma proporcional en este m3todo de c3lculo no deben incluirse en el c3lculo de la base tarifaria realizado mediante la "Metodologa tarifaria ordinaria para el servicio de distribuci3n de energa el3ctrica brindado por operadores p3blicos y cooperativas", resoluci3n 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 metodologa que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicaci3n o doble reconocimiento de las inversiones.

En el caso de las Inversiones proporcionales ($IP_{e,t+1}$), 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 periodo utilizado para llevar a cabo la proyección es la siguiente:

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

Donde:

- CI_e = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e”, en kW.
- $CI_{e,w,n}$ = 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 periodo.
- y = Cantidad total de meses del periodo.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Para estimar $CI_{e,t+1}$ (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 periodo en el que estará vigente la tarifa.

Para esto, debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el periodo 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.

3. Actualización del canon de regulación por vía extraordinaria (CregDER)

El monto por concepto de canon de regulación a pagar a la ARESEP por la regulación de los recursos energéticos distribuidos es el calculado según los criterios aprobados por la Contraloría General de la República (CGR).

Las tarifas vigentes deberán ajustarse extraordinariamente cuando el canon de regulación cambie por un ajuste debidamente aprobado por la Contraloría General de la República. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la misma Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente:

“es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N.º 7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012”.

Lo anterior significa que, una vez que la Contraloría General de la República haya aprobado un nuevo monto de canon de regulación a pagar a la ARESEP, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos regulados, reconociendo en este procedimiento extraordinario el cambio del valor entre el canon vigente y el nuevo aprobado por la Contraloría. Por tanto, para efectos del presente método de cálculo, los precios de los servicios públicos regulados se actualizarán vía extraordinaria cada vez que la Contraloría General de la República apruebe un nuevo monto de cánones que afecte a los recursos energéticos distribuidos y este sea debidamente publicado en el diario oficial La Gaceta.

Esta actualización por vía extraordinaria implica que el ajuste de los cánones autorizado por la Contraloría General de la República se constituye en un hecho generador del procedimiento extraordinario cuyo único gasto que se actualizará en los cálculos tarifarios es el nuevo monto de los cánones aprobados, según se detalla en la siguiente sección. Otros hechos que la Ley N.º 7593 incluye como generadores para iniciar un procedimiento extraordinario de ajuste de tarifas, se aplicarán según corresponda.

3.1. Determinación del porcentaje del ajuste en las tarifas por ajuste en el canon para el procedimiento de fijación tarifaria extraordinaria

Para la determinación del ajuste porcentual en las tarifas para el periodo en que entrará a regir la nueva fijación tarifaria extraordinaria, se aplicarán las siguientes dos etapas: a) Se calcula el monto absoluto de los recursos adicionales requeridos para cubrir el cambio en el monto del canon y b) Se determina el porcentaje de ajuste requerido para cubrir el cambio en el monto del canon.

3.1.1. Determinación del ajuste requerido en términos absolutos, procedimiento extraordinario

$$\Delta TDER_{e,t+1} = \frac{CregDERN_{e,t+1} - CregDER_{e,t+1}}{N * CI_{e,t+1}} \quad (\text{Fórmula 4.11})$$

Donde:

- $\Delta TDER_{e,t+1}$ = Cambio absoluto mensual requerido en las tarifas aprobadas para la empresa “e” en el periodo “t+1” por kW de capacidad instalada por concepto de actualización de canon.
- $CregDERN_{e,t+1}$ = Nuevo canon de regulación autorizado para la empresa “e” para el periodo “t+1” (monto absoluto).
- $CregDER_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa “e” en el periodo “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)”.
- $CI_{e,t+1}$ = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el periodo “t+1”, en kW. Ver la sección 2.6. denominada “Capacidad instalada (CI)”.
- N = Cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado
- $t+1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

3.1.2. Determinación del ajuste porcentual requerido, procedimiento extraordinario

$$\%TDER_{e,t+1} = \frac{\Delta TDER_{e,t+1}}{TDER_{e,t+1}} * 100 \quad (\text{Fórmula 4.12})$$

Donde:

$\%TDER_{e,t+1}$ = Ajuste porcentual requerido en las tarifas vigentes para la empresa “e” para el periodo “t+1” por concepto de actualización del canon de regulación.

$\Delta TDER_{e,t+1}$ = Cambio absoluto mensual requerido en las tarifas aprobadas para la empresa “e” en el periodo “t+1” por kW de capacidad instalada por concepto de actualización de canon (colones/kW).

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

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado

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

3.2. Determinación de la tarifa por ajuste del canon de regulación, procedimiento extraordinario

$$NTDER_{e,t+1} = TDER_{e,t+1} * \%TDER_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.13})$$

Donde:

$NTDER_{e,t+1}$ Nueva tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1” por cada kW de capacidad instalada (colones/kW) con ajuste del canon de regulación.

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

$\%TDER_{e,t+1}$ = Ajuste porcentual requerido en las tarifas vigentes para la empresa “e” para el periodo “t+1” por concepto de actualización del canon de regulación.

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

Para estos efectos, las nuevas tarifas estarán vigentes por el periodo que la Intendencia de Energía defina como necesario para compensar los ajustes en el respectivo canon.

4. Aplicación del método de cálculo

4.1. Aplicación general y ajustes

El presente método de cálculo será de aplicación ordinaria de oficio o a solicitud de parte, de conformidad con el artículo 30 de la Ley N.º 7593. Para cada empresa distribuidora se establecerá una tarifa independiente de conformidad con la información suministrada, por lo cual, en el cálculo tarifario se utilizarán únicamente los datos respectivos de cada empresa distribuidora. El componente de costo relacionado con el canon de regulación podrá ajustarse siguiendo los procedimientos de fijación tarifaria extraordinaria previstos en la Ley N.º 7593.

De acuerdo con los criterios y principios regulatorios contemplados en las Leyes N.º 7593 y N.º 10086, todos los rubros de costos e inversiones contemplados en este método de cálculo deben ser depurados de tal forma que se garantice que no se den subsidios cruzados entre las tarifas del sistema de distribución y esta tarifa T-DER, y que cada tipo de servicio cubra sus costos según el servicio prestado.

Este método de cálculo genera una tarifa (T-DER) que se cobrará mensualmente a los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW de capacidad instalada que posea, con el objetivo de resarcir a la empresa eléctrica distribuidora 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; por tanto, la aplicación de este método de cálculo está ligado a los procesos de fijación tarifaria de la distribución de energía eléctrica.

Para estos efectos, y según lo establecido en la Ley N.º 10086 (art. 1), para el cálculo de la respectiva tarifa de cada una de las empresas eléctricas distribuidoras se considerarán los costos e inversiones eficientes relacionadas con las actividades de acceso, instalación, conexión, interacción y control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables, que no estén considerados en las tarifas de interconexión y acceso que apruebe la ARESEP.

En función de lo anterior, cada vez que se realice una nueva fijación para el servicio de distribución de energía eléctrica bajo la metodología denominada "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, se deberá realizar una actualización de la tarifa definida con la presente metodología.

4.2. Requerimientos de información

La Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología deberá emplear la información tarifaria aprobada para el periodo de cálculo. Para obtener estos datos, se deberá solicitar la información a cada empresa distribuidora o generador distribuido, de acuerdo con la normativa vigente, según los formatos, requerimientos y plazos de entrega que la Aresep determine como necesarios para aplicar este instrumento.

Esa información deberá superar los filtros de verificación que establece el artículo 32 de la Ley N.º 7593, de tal forma que no se contemplen: a) los costos e inversiones que no correspondan a los necesarios para la adecuada integración de los generadores distribuidos a la red de distribución; b) los costos e inversiones que no sean técnicamente demostrados y justificados como necesarios y c) los costos o inversiones que sean desproporcionados o excesivos.

Será responsabilidad de la IE (o el órgano de la Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio) realizar la revisión y valoración de los detalles, memorias de cálculo y costos e inversiones facilitados por la empresa distribuidora o el generador distribuido para determinar la proporcionalidad y razonabilidad de cada rubro.

A su vez, la Intendencia de Energía o área interna de Aresep que le corresponda fijar la tarifa deberá realizar la solicitud de información a cada una de las empresas distribuidoras referente a la capacidad instalada de los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER). Esta información, y cualquier otra que considere necesaria, estará en función de los datos requeridos para la adecuada aplicación tarifaria del presente método de cálculo y por consiguiente las empresas deberán ajustarse a los formatos que se establezcan y los datos suministrados podrán ser objeto de un proceso de seguimiento para verificar el adecuado cumplimiento de los principios establecidos en la Ley N.º 7593 y la Ley N.º 10086, con el fin de lograr los mayores beneficios para los usuarios y el SEN.

Como se desprende de lo expuesto anteriormente, la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología tiene la facultad necesaria para solicitar la información que considere pertinente, sea por medio de solicitudes directas, plazos establecidos en este método de cálculo o por medio de resoluciones de requerimientos de información.

En este sentido y en aplicación del artículo 7.a de la Ley N.º 10086, es obligación de todas las empresas eléctricas distribuidoras atender “las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria” para el caso de todos los costos e inversiones relacionados con los recursos energéticos distribuidos.

Toda la información que sea utilizada en el proceso tarifario (costos, inversiones, datos de mercado, etc.) deberá ser analizada por la ARESEP según los criterios regulatorios contemplados en las Leyes N.º 7593 y N.º 10086, especialmente en lo referente a los criterios de eficiencia, eficacia y servicio al costo en los diferentes componentes de costos e inversiones, de tal manera que se incluyan en los cálculos tarifarios solo los rubros necesarios para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos a las redes de distribución.

5. Transitorios

El periodo comprendido entre la publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta y la separación de la información financiero-contable directamente generada por los recursos energéticos distribuidos, en la contabilidad regulatoria de las empresas eléctricas distribuidoras, se le denominará “Periodo de transición”.

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

Para la aplicación de este método de cálculo durante el periodo 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 periodo 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 periodo 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.

6. Listado de fórmulas y variables

6.1. Listado de fórmulas

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
4.1	Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el	$TDER_{e,t+1} = \frac{COMA_{e,t+1} + (R_{e,t+1} * BT_{e,t+1}) + CregDER_{e,t+1}}{N * CI_{e,t+1}}$

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
	periodo "t+1", por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).	
4.2	Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el periodo "t+1".	$\mathbf{COMA_{e,t+1} = COMAD_{e,t+1} + COMAA_{e,t+1}}$
4.3	Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el periodo "t+1".	$\mathbf{COMAD_{e,t+1} = SAS_{e,t+1} + MSU_{e,t+1} + DEP_{e,t+1} + TRA_{e,t+1} + VIA_{e,t+1} + CON_{e,t+1} + OTR_{e,t+1}}$
4.4	Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el periodo "t+1".	$\mathbf{COMAA_{e,t+1} = (COMASD_{e,t+1} * PI_{e,t+1}) + DEPIP_{e,t+1}}$

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
	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.	
4.5	Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el periodo "t+1".	$\text{COMASD}_{e,t+1} = \text{COMA} - \text{CEP} - \text{Peaje} - \text{DEPIP}_{e,t+1} - \text{Creg}$
4.6	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 periodo "t+1".	$\text{PI}_{e,t+1} = \frac{\text{IDER}_{e,t+1}}{\text{IV}_{e,t+1} + \text{IDER}_{e,t+1}} * 100$

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
4.7	Base tarifaria de la empresa "e" en el periodo "t+1".	$BT_{e,t+1} = BTD_{e,t+1} + BTA_{e,t+1}$
4.8	Base tarifaria de inversiones directas de la empresa "e" en el periodo "t+1".	$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1}$
4.9	Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el periodo "t+1". Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución.	$BTA_{e,t+1} = (BTSD_{e,t+1} - IP_{e,t+1}) * PI_{e,t+1} + IP_{e,t+1}$
4.10	Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa "e", en kW.	$CI_e = \frac{\sum_{n=1}^y \sum_{w=1}^m CI_{e,w,n}}{y}$

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
4.11	Cambio absoluto mensual requerido en las tarifas aprobadas para la empresa "e" en el periodo "t+1" por kW de capacidad instalada por concepto de actualización de canon.	$\Delta TDER_{e,t+1} = \frac{CregDERN_{e,t+1} - CregDER_{e,t+1}}{N * CI_{e,t+1}}$
4.12	Ajuste porcentual requerido en las tarifas vigentes para la empresa "e" para el periodo "t+1" por concepto de actualización del canon de regulación.	$\%TDER_{e,t+1} = \frac{\Delta TDER_{e,t+1}}{TDER_{e,t+1}} * 100$
4.13	Nueva tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa "e" en el periodo "t+1" por cada kW de capacidad instalada (colones/kW) con ajuste del canon de regulación.	$NTDER_{e,t+1} = TDER_{e,t+1} * \%TDER_{e,t+1}$

6.2. Listado de variables y subíndices

Variable	Definición
AFNORP _{e,t+1}	Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa "e" en el periodo "t+1" incluyendo todos los activos directamente

Variable	Definición
	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.
BT _{e,t+1}	Base tarifaria de la empresa "e" en el periodo "t+1". Ver la sección 2.4. denominada "Base tarifaria (BT)".
BTA _{e,t+1}	Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el periodo "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)".
BTD _{e,t+1}	Base tarifaria de inversiones directas de la empresa "e" en el periodo "t+1". Ver la sección 1.5.1 denominada "Base tarifaria directa (BTD)".
BTSD _{e,t+1}	Base tarifaria para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el periodo "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.
Cl _{e,t+1}	Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa "e" en el periodo "t+1", en kW. Ver la sección 2.6. denominada "Capacidad instalada (CI)".
Cl _e	Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa "e", en kW.
Cl _{e,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.
CEP	Costo por compras de energía y potencia total. Corresponde a la variable "Costo por compras de energía y potencia total" (CEP)

Variable	Definición
	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.
CON _{e,t+1}	Costos por contratos con terceros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “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.
COMA _{e,t+1}	Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Ver la sección 2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)”.
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 periodo “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)”.
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 periodo “t+1”. Ver la sección 2.2.1. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)”.
COMASD _{e,t+1}	Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Ver fórmula 4.5.

Variable	Definición
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.
CregDER _{e,t+1}	Canon regulación vigente para la empresa “e” en el periodo “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)”.
CregDERN _{e,t+1}	Nuevo canon de regulación autorizado para la empresa “e” para el periodo “t+1” (monto absoluto).
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 periodo “t+1”. Considera los activos incluidos en la variable relacionada con la base tarifaria de inversiones directas (BTD).
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 periodo “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.
IDER _{e,t+1}	Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” para el periodo “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.
IP _{e,t+1}	Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos

Variable	Definición
	interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad, para la empresa “e” para el periodo “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.
Iv _{e,t+1}	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía por la empresa “e” para el periodo “t+1”. Corresponde a la variable “Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios” (Iv) 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.
MSU _{e,t+1}	Costos en materiales y suministros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
N	Cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.
NTDER _{e,t+1}	Nueva tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1” por cada kW de capacidad instalada (colones/kW) con ajuste del canon de regulación.
OTR _{e,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 periodo “t+1”.
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.
P _{e,t+1}	Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de

Variable	Definición
	distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa "e" y sus PDER para el periodo "t+1". Ver fórmula 4.6.
$R_{e,t+1}$	Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa "e" en el periodo "t+1". Ver la sección 2.3. denominada "Tasa de rédito para el desarrollo (R)".
$SAS_{e,t+1}$	Costos por concepto de salarios y cargas sociales relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el periodo "t+1".
$TDER_{e,t+1}$	Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa "e" en el periodo "t+1", por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).
$TRA_{e,t+1}$	Costos por transporte relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el periodo "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 periodo "t+1".
y	Cantidad total de meses del periodo.
$\Delta TDER_{e,t+1}$	Cambio absoluto mensual requerido en las tarifas aprobadas para la empresa "e" en el periodo "t+1" por kW de capacidad instalada por concepto de actualización de canon.
$\%TDER_{e,t+1}$	Ajuste porcentual requerido en las tarifas vigentes para la empresa "e" para el periodo "t+1" por concepto de actualización del canon de regulación.
e	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
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 periodo.
t+1	Periodo en el que estará vigente la tarifa.
w	Cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa "e".

BIBLIOGRAFÍA

- Arias, D. (2017). Sistemas NetMetering y NetBilling para Generación Distribuida. Quito, Ecuador: Revista Opinión.
- Asamblea Legislativa. (1996). Ley N°7593. Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). San José, Costa Rica.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (15 de octubre de 2021). Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos: RE-0206-JD-2021. Diario Oficial La Gaceta N.º 199, Alcance N.º 209.
- Battle, Carlos. (2011). A Method for Allocating Renewable Energy Source Subsidies among Final Energy Consumers. *Energy Policy* 39(5): 2586–95.
- Boehm, F. y J. Olaya. (2005). “Opportunities for Corruption in Public Contracting Auctions and Ways to Address Them-The Role of Transparency in Bidding Processes”, Working Paper presented at the European Workshop on “Auctions and Public Service Procurement”, Paris, April 15-16.
- Burger, Scott, Ian Schneider, Audun Botterud, and Ignacio Pérez-Arriaga. 2019. “Chapter 8 - Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources.” In *Consumer, Prosumer, Prosumer*, ed. Fereidoon Sioshansi. Academic Press, 155–88.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128168356000085>
(June 25, 2019).
- Castro, V. (1987). Radiación Solar Global. San José, Costa Rica: Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica.
- Centro de Estudios Económicos de la Regulación. Notas de Economía de la Regulación. Principios tarifarios y mecanismos regulatorios para los servicios públicos. Universidad Argentina de la Empresa.
- Chaves et al. (2020). Informe final de la contratación servicios profesionales para determinar criterios y métodos cálculo para cargos generación distribuida en Costa Rica. Madrid, España: Contratación N.º 2019LA-000011-00083-00001 entre la Universidad Pontificia de Comillas y ARESEP.
- Cohen, M.A, P.A. Kauzman, and D.S. Callaway. 2016. “Effects of Distributed PV Generation on California’s Distribution System, Part 2: Economic Analysis.” *Solar Energy* 128: 139–52.
- Contraloría General de la República. (2019). Informe de la auditoría operativa coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico. San José, Costa Rica: CGR. Oficio DFOE-AE-0344 que remite el Informe N.º DFOE-AE-IF-00008-2019.

- De Albuquerque, J.M.; Vieira, D.; Lamin, H. Net Metering in Brazil: Setting the scene for the regulatory framework review. In Proceedings of the CIRED, 25th International Conference on Electricity Distribution; Madrid, Spain, 2019.
- De Martini, P., & Kristov, L. (2015). Distributions Systems in a high distributed energy resources future. California, United States: Berkeley Lab Report N°2 October.
- Deloitte & Electric Power Engineers. (2020). Apoyo Técnico para el desarrollo del sector eléctrico en Costa Rica: Recomendaciones sobre Regulaciones y Normas Técnicas para Generación Distribuida y Sistemas de Almacenamiento de Energía. San José, Costa Rica: Departamento de Estado de los EUA.
- Directive (EU) 2019/944. 2019. 158 OJ L <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj> (July 15, 2019).
- Echeverría, C., & Monge, G. (2017). La Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y Desafíos. Washington, Estados Unidos: BID.
- Energía y Sociedad. (2021). Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad: El Mercado Mayorista. <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- ESPH. Costos por Etapa y Capacidad de Sistema de Generación. Disponible online: https://www.esph-sa.com/sites/default/files/costos_por_etapa_y_capacidad_de_sistema_de_generacion.pdf (accedido el 25 Jun, 2020).
- European Commission. (2018). A Clean Planet for All. A European Strategic Long-Term Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy. <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2018/EN/COM-2018-773-F1-EN-MAIN-PART-1.PDF>. (June 25, 2019).
- Gischler, C., & Janson, N. (2011). Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en America Latina y el Caribe. Santo Domingo, República Dominicana: BID.
- González, Alezeia. 2014. "Implicaciones de la continuidad de suministro en el diseño de la tarifa de red de distribución." Universidad Pontificia de Comillas.
- Humpire, D. (2017). Análisis comparativo de los mecanismos net metering y net billing para generación distribuida fotovoltaica residencial en el mercado eléctrico peruano. Huaraz, Perú: XXIV Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente.

- ICE, Instituto Costarricense de Electricidad. 2019. Caracterización de curva de carga mediante modelos funcionales.
- ICE. 2020a. Generación y Demanda. Informe Anual 2019. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>.
- ICE. 2020b. Generación y Demanda. Informe Mensual Diciembre 2019. https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante.
- ICE. Guía para el proceso de solicitud instalación sistemas de Generación Distribuida Modalidad Neta Sencilla, en la red de distribución eléctrica del ICE. Available online:
<https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/9079df21-5ba4-4f63-b279-5201069d6b91/GUIA+DE+INTERCONEXION++GENERACION+DISTRIBUIDA+.pdf?MOD=AJPERES&CVID=m.UyDNo> (accedido el 25 Jun, 2020).
- IICE-UCR. (2017). Informe final. Contratación N°12-ARESEP-2015. Actualización y determinación de los valores de los parámetros operativos e indicadores de rendimiento del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad Taxi. San José, Costa Rica.
- IRENA. (2018). Renewable Energy Policies in a Time of Transition. Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency.
- Kikut, A. C., & Ocampo, A. N. (2005). Ajuste estacional de series económicas con tramo/seats y census X12-ARIMA. San José, Costa Rica: BCCR.
- Mercados Energéticos. (2019). Modernización de la Estructura Tarifaria de Costa Rica: Diagnóstico y Desafíos. San José, Costa Rica: ICE, 25 de enero de 2019.
- Ministerio de Ambiente y Energía, 2015. VII Plan Nacional de Energía período 2015-2030. <https://minae.go.cr/recursos/2015/pdf/VII-PNE.pdf>
- Ministerio de Ambiente y Energía, 2020. Actualización del VII Plan Nacional de Energía período 2019-2030. [https://sepse.go.cr/documentos/PLAN%20NACIONAL%20DE%20ENERGIA%20\(marzo\).pdf](https://sepse.go.cr/documentos/PLAN%20NACIONAL%20DE%20ENERGIA%20(marzo).pdf)

- Monge, M. (septiembre-diciembre de 2021). Funciones de Leontief en dos variables. Una nueva perspectiva. Obtenido de *Análisis Económico* 36(93) 159-166. Universidad de Costa Rica:
<http://www.analisiseconomico.azc.uam.mx/index.php/rae/article/view/652/483>.
- Nijhuis, M., M. Gibescu, and J. F. G. Cobben. (2017). Analysis of Reflectivity & Predictability of Electricity Network Tariff Structures for Household Consumers. *Energy Policy* 109: 631–41.
- OECD. (2008). *OECD Glossary of Statistical Terms*. Paris: OECD. Obtenido de <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3462>
- OECD. (2011). *Regulatory Policy and Governance: Supporting Economic Growth and Serving the Public Interest*. OECD. https://www.oecd-ilibrary.org/governance/regulatory-policy-and-governance_9789264116573-en. (June 25, 2019).
- Pérez-Arriaga, Ignacio. (2016). *Utility of the Future*. MIT Energy Initiative. <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>.
- Pérez-Arriaga, Ignacio J., ed. 2013. *Regulation of the Power Sector*. London: Springer London. <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4471-5034-3> (June 19, 2019).
- Pollitt, Michael G. (2018). *Electricity Network Charging in the Presence of Distributed Energy Resources: Principles, Problems and Solutions*. *Economics of Energy & Environmental Policy* 7(1). <http://www.iaee.org/en/publications/eeeparticle.aspx?id=205>.
- Regulation (EU) 2019/941. 2019. 158 OJ L
<http://data.europa.eu/eli/reg/2019/941/oj/eng> (July 15, 2019).
- Revista Electricidad. (23 de diciembre de 2014). Conozca las siete preguntas frecuentes en torno a la generación distribuida. Obtenido de *Electricidad: La revista energética de Chile*. <http://www.revistaei.cl/2014/12/23/conozca-las-siete-preguntas-frecuentes-en-torno-la-generacion-distribuida/>
- Rodríguez Ortega, María Pía, J. Ignacio Pérez-Arriaga, Juan Rivier Abbad, and Jesús Peco González. (2008). Distribution Network Tariffs: A Closed Question? *Energy Policy* 36(5): 1712–25.
- Srouga, A. (2000). *El Proceso de Cálculo de los Cuadros Tarifarios de Empresas Distribuidoras de Electricidad*. Buenos Aires, Argentina: CIER.

Strielkowski, Wadim, Dalia Štreimikienė, and Yuriy Bilan. (2017). Network Charging and Residential Tariffs: A Case of Household Photovoltaics in the United Kingdom. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 77: 461–73.

Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica. (2015). Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL. San José, Costa Rica: Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Weinstok, U. (2020). Propuesta para una mejor regulación del sector eléctricos en Costa Rica. San José, Costa Rica: LEAD University.

Wright, J. (2006). Estudio del potencial solar en Costa Rica. San José, Costa Rica: Contratación directa N° 2001997 del ICE.

ANEXOS

Anexo A. Determinación del factor de carga implícito

A continuación, se procede a detallar el proceso matemático para la determinación del factor de carga implícito.

En primera instancia partimos de la igualdad de un monto cobrado con una tarifa en bloque monómico y una tarifa en bloque binómico:

$$PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} = PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} + PP_{s,t+1} * PIT_{s,t+1} \quad (\text{Fórmula 2.13})$$

Donde:

- $PME_{s,t+1}$ = Precio monómico de la energía en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en kWh del bloque monómico.
- $ECM_{s,t+1}$ = Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida para el grupo tarifario “s” en kWh en el periodo “t+1”.
- $PBE_{s,t+1}$ = Precio de la energía del bloque tarifario binómico en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en colones por kWh del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un

modo análogo a como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

- $PP_{s,t+1}$ = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación tal y como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
- $PIT_{s,t+1}$ = Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida del grupo tarifario “s” en kW, en el periodo “t+1”. Ver fórmula 2.7.
- s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, comercios y servicios, industria y preferencial, etcétera)⁶², cada tarifa monómica representaría por tanto un estrato.
- t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

Ahora, tome la siguiente definición para la potencia implícita:

$$PIT_{s,t+1} = \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t} * 30 * 24} \quad \text{(Fórmula 2.14)}$$

Donde:

- $PIT_{s,t+1}$ = Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida del grupo tarifario “s” en kW, en el periodo “t+1”. Ver fórmula 2.7.
- $ECM_{s,t+1}$ = Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida para el grupo tarifario “s” en kWh en el periodo “t+1”.
- $FC_{s,t}$ = Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica, es decir, es el

⁶² Se refiere a los tipos de tarifa monómica establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y con la binómica⁶³.

s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, comercios y servicios, industria y preferencial, etcétera)⁶⁴, cada tarifa monómica representaría por tanto un estrato.
t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

Sustituyendo en la fórmula previa, se tiene:

$$PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} = PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} + PP_{s,t+1} * \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t} * 30 * 24}$$

Y despejando el factor de carga, se tiene que:

$$PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} - PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} = PP_{s,t+1} * \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t} * 30 * 24}$$

$$(PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} - PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1}) * \frac{30 * 24}{ECM_{s,t+1} * PP_{s,t+1}} = \frac{1}{FC_{s,t}}$$

$$\frac{1}{(PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} - PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1})} * \frac{ECM_{s,t+1} * PP_{s,t+1}}{30 * 24} = FC_{s,t}$$

$$\frac{ECM_{s,t+1} * PP_{s,t+1}}{30 * 24 * (PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} - PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1})} = FC_{s,t}$$

$$\frac{PP_{s,t+1}}{30 * 24 * (PME_{s,t+1} - PBE_{s,t+1})} = FC_{s,t}$$

⁶³ Para calcular este valor se podría tomar como referencia el punto de corte actual de 3.000 kWh que se aplica en varias tarifas.

⁶⁴ Se refiere a los tipos de tarifa monómica establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

- III. Tener como respuesta a las posiciones planteadas en la audiencia pública celebrada el 25 de enero de 2023, lo señalado en el oficio OF-0103-CDR-2023 del 22 de marzo 2023 que avaló y adjuntó el informe IN-0009-CDR-2023 del 21 de marzo de 2023, correspondiente al Informe de respuesta a las posiciones, con los ajustes indicados en el Considerando XX. de la presente resolución y agradecer la valiosa participación en este proceso.
- IV. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a comunicar el informe de posiciones planteadas y notificar la presente resolución en un solo acto a: la Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones; la Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida; la Compañía Nacional de Fuerza y Luz; el Instituto Costarricense de Electricidad; al señor Fabricio Ugalde Sánchez; la Empresa de Servicios Públicos de Heredia; la empresa Enel Costa Rica Cam S.A. y la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L, (Coopelesca); en la audiencia pública celebrada el 25 de enero 2023 por la DGAU, según lo señalado en el oficio OF-0103-CDR-2023 del 22 de marzo de 2023 que avaló y adjuntó el informe IN-0009-CDR-2023 del 21 de marzo de 2023.
- V. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, para que proceda a realizar la respectiva publicación en el diario oficial La Gaceta, la *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referentes 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) Tarifa de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Tarifa 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 (Tarifa T-DER)”*.
- VI. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a publicar la presente resolución en la página web institucional.
- VII. Comunicar la presente resolución a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, a la Dirección General de Atención al Usuario y a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

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 puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

PUBLIQUESE, NOTÍFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

Eric Bogantes Cabezas, Presidente.—Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario.—
1 vez.—(IN2023764549).

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0041-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 14:56 HORAS DEL 11 DE MAYO DE 2023

RECTIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN RE-0040-IE-2023
DEL 9 DE MAYO DE 2023.

ET-030-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 9 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía (IE) emitió la resolución RE-0040-IE-2023 *“Variación de precios de los combustibles que expende la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (Recope) relacionada con la actualización del impuesto único según decreto ejecutivo 44005-h del 20 de abril de 2023 y publicado en la gaceta 79, alcance 81 del 8 de mayo de 2023.”*
- II. Que el 11 de mayo de 2023, mediante informe IN-0084-IE-2023, la IE emitió el informe correspondiente a la rectificación de error material de la resolución RE-0040-IE-2023. (Corre agregado a los autos)

CONSIDERANDO:

- I. Que sobre la base del informe IN-0084-IE-2023 arriba citado y que sirve de base para la presente resolución se extrae lo siguiente:

(...)

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. *En el “Por Tanto I” de la resolución citada, se dispuso, lo siguiente:*

- I. *Fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, según el siguiente detalle:*

[...]

g. Fijar para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria:

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1 sin impuesto

Producto	€/L	
	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	315,19	583,37
Av-gas	705,32	912,49
IFO 380	507,67	642,90
Tipo de cambio	€541,91	

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante los oficios GG-0307-2023 y el GG-0368-2023.

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1 con impuesto

Producto	€/L	
	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	474,44	742,62
Av-gas	970,82	1 177,99
IFO 380	507,67	642,90
Tipo de cambio	€541,91	

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante los oficios GG-0307-2023 y el GG-0368-2023.

[...]

No obstante, como parte del proceso de seguimiento expost que realiza la Intendencia a las tarifas publicadas, se determinó una diferencia entre el pliego tarifario correcto y el incorporado a la resolución RE-0040-IE-2023, debido a la no actualización del impuesto único, en el cuadro denominado “g. Fijar para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria”. Lo correcto es tal y como se muestra a continuación:

- I. Fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, según el siguiente detalle:

[...]

- g. Fijar para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria:

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1 sin impuesto

Producto	€/L	
	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	315,19	583,37
Av-gas	705,32	912,49
IFO 380	507,67	642,90
Tipo de cambio	€541,91	

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante los oficios GG-0307-2023 y el GG-0368-2023.

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1 con impuesto

Producto	€/L	
	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	472,94	741,12
Av-gas	968,32	1 175,49
IFO 380	507,67	642,90
Tipo de cambio	€541,91	

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante los oficios GG-0307-2023 y el GG-0368-2023.

2. La Ley General de la Administración Pública en el artículo 157 establece que [...] En cualquier tiempo podrá la Administración rectificar los errores materiales o de hecho y los aritméticos [...].

3. *En virtud del artículo 157 de la Ley General de la Administración Pública y principio de celeridad y economía procesal administrativa que le informa, la Administración puede rectificar y en cualquier tiempo sus errores materiales, de hecho o aritméticos que le indujeron a la Intendencia de Energía a transcribir en el “Por Tanto I” de la resolución RE-0040-IE-2023 la tarifa indicada en el cuadro denominado “g.Fijar para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria”. Lo anterior es posible sin necesidad de aplicar el procedimiento administrativo que prevé la Ley 6227.*
4. *Por lo anterior, lo procedente es rectificar el cuadro “g.Fijar para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria”. del “Por Tanto I” de la resolución RE-0040-IE-2023, en los términos indicados en el punto 1 de este informe.*

(...)

- II. Sobre la base de los resultandos y considerandos anteriores, lo procedente es rectificar la resolución RE-0040-IE-2023 del 9 de mayo de 2023 en los términos que a continuación se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE**

- I. Rectificar el cuadro g. *“Fijar para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria”* incluido en el Por Tanto I de la resolución RE-0040-IE-2023 del 9 de mayo de 2023, para que se lea de la siguiente manera:

g. Fijar para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria:

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1 sin impuesto

Producto	€/L	
	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	315,19	583,37
Av-gas	705,32	912,49
IFO 380	507,67	642,90
Tipo de cambio	€541,91	

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante los oficios GG-0307-2023 y el GG-0368-2023.

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1 con impuesto

Producto	€/L	
	Límite inferior	Límite superior
Jet fuel A-1	472,94	741,12
Av-gas	968,32	1 175,49
IFO 380	507,67	642,90
Tipo de cambio	€541,91	

Nota: Se utilizó la información aportada por Recope en el SIR y mediante los oficios GG-0307-2023 y el GG-0368-2023.

- II. Mantener incólume el resto de la resolución RE-0040-IE-2023 del 9 de mayo de 2023.
- III. Rige a partir del día siguiente de la publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

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

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

PUBLIQUESE Y NOTIFIQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—(IN202376495).

NOTIFICACIONES

PODER JUDICIAL

CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PODER JUDICIAL

DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PODER JUDICIAL, SAN JOSÉ, A LAS QUINCE HORAS DEL 17 DE MARZO DEL DOS MIL VEINTITRES. LISTADO DEL 13 AL 17 DE MARZO DE DOS MIL VEINTITRÉS.

A SOLICITUD DE DESPACHOS JUDICIALES SE PROCEDE A NOTIFICAR POR EDICTO A LAS PERSONAS, FÍSICAS O JURÍDICAS, PROPIETARIAS DE VEHÍCULOS INVOLUCRADOS EN ACCIDENTES DE TRÁNSITO QUE SE CITAN A CONTINUACIÓN:

JUZGADO DE TRANSITO DE HEREDIA				
N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000640-0497-TR-1	CSS-SECURITAS INTERNACIONAL DE COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101137163	KHV001	JTMHV05J4J4249546
23-000616-0497-TR-1	LUIS RODOLFO AJÚN LÓPEZ	106560625	MGS003	MA3ZF62S0HA980713
23-000616-0497-TR-1	MASTIFF ENTERPRISES SOCIEDAD ANÓNIMA	3101729180	BTZ014	MA3FB32S5M0F67007
23-000552-0497-TR-1	HERNERT BENEDICTS AGUILAR	108030207	SJB-011893	KMJWAH7HP9U083622
23-000588-0497-TR-1	MARÍA FERNANDA SOLÓRZANO SOLIS	401920840	241424	JN8HD17Y7LW212375
23-000481-0497-TR-1	GRÚAS ARCAZUL SOCIEDAD ANÓNIMA	3101607808	EE-038173	1FV6HJBA2TL751834
23-000819-0497-TR-1	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101134446	BSC319	LSGHD52H8KD100337
23-000725-0497-TR-2	CARRILLO CASTILLO LAURA MELISSA	112320514	BKW988	2CNBJ13C826927738
23-000728-0497-TR-2	ARIAS MURILLO JOSE JULIAN	117820291	876993	3N1CC1ADXZK107612
22-005354-0497-TR-2	PICADO CORDERO GRACE IRENE	502150987	233024	JACUBS17DR8100018
22-004822-0497-TR-2	ARCE MURILLO DANIELA DE LOS ANGELES	402040945	BXB703	LDP42A962N9003388
23-000824-0497-TR-2	AJUN LOPEZ LUIS RODOLFO	106560625	MGS003	MA3ZF62S0HA980713
22-005364-0497-TR-2	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BPW384	KMHCT41DAHU173972
23-000836-0497-TR-2	GARCIA LONDOÑO ALEYDA	117000582609	643021	JTDBT933701040967
23-000748-0497-TR-2	TRANSPORTES SAMBA SOCIEDAD ANONIMA	J.C. 3101607884	C 151335	2FUPY9YB1HV284323
23-000752-0497-TR-2	ORTIZ GUTIERREZ PEDRO JOAQUIN	502520465	BJD311	MR2BT9F38G1182064
23-000756-0497-TR-2	GONZALEZ PICADO WENDY CAROLINA	702560629	BGD193	JTDBL40E899070065
23-000764-0497-TR-2	GAITAN MORALES JULISSA JIMENA	207650399	BRX418	KMHCT4AE8EU613193
23-000764-0497-TR-2	VIVAS RUIZ HANSEL STEVEN	207380618	MOT 716468	MH3RH12L000001217
23-000764-0497-TR-2	FLORES VILLALOBOS NURY DE LOS ANGELES	601180445	MOT 711245	LZSPCJLG9L1600288
23-000768-0497-TR-2	DANISSA CREDIT ANONIMA	3101083067	FFV257	SJNFBAJ11JA058426
23-000780-0497-TR-2	MUSSIO MENA RANDALL	108060658	BLX961	KMHCT4AE7EU760119
23-000796-0497-TR-2	TRANSPORTES ANDREMA SOCIEDAD ANONIMA	3101681991	C 175773	1FUJA6CV87LV00114
23-000808-0497-TR-2	SOLANO SANCHEZ CHRISTIAN ADOLFO	110390604	BSK988	KMHCT5AE5GU248268
23-000816-0497-TR-2	TIJERINO MEJIA KARLA VIVIANA	110840286	RLM474	KNAKU811DC5293640
23-000816-0497-TR-2	VARGAS MORA NORMA	104890607	CL 441039	3N6CD33B9JK842133
23-000892-0497-TR-2	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL 333013	LZWCDAGA8NC825406
23-000479-0497-TR-4	MICHEL PNG SOCIEDAD ANONIMA	3101282895	BLT224	KMHEC41MBBA325529

23-000479-0497-TR-4	MONTERO ORTIZ JOSSELINE MARIA	402140672	BTH916	LC0CE4DC1M0000028
22-005684-0497-TR-4	VARGAS BLANCO KEVIN JERONIMO	116200527	559262	VF32AKFWU5W010719
23-000167-0497-TR-4	COOPERATIVA DE AUTOUSEROS NACIONALES Y ASOCIADOS R.L. (COOPANA R.L.)	3004045200	SBJ009454	9BWRF82W34R416704
23-000211-0497-TR -4	RAMIREZ LOPEZ JEAN MICHAEL	186200703313	JMR010	KL1CM6CA7JC434853
23-000211-0497-TR -4	ARRIETA OROZCO CARLOS ROBERTO	114650697	857461	3N1CC1AD8ZL171819
23-000271-0497-TR -4	FUMERO CALVO RODOLFO ALBERTO	106530113	SJB014816	JTFSS22P0F0136296
23-000283-0497-TR -4	SEVERICHE TAMARA JOEL MANUEL	81259391	SSS395	3N1CN7AD8FL835951
22-002985-0497-TR -4	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BPT502	KMHC751CGHU014509
23-000004-0497-TR -4	BRUNKE GUERRA DELDER AIMETH	801330582	RBK132	3N1CC1AD6ZK125475
23-000004-0497-TR -4	MILLICOM CABLECOSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101577518	CL193525	JTFAD426900081234
23-000291-0497-TR -4	TRANSPORTES UNIDOS ALAJUELENSES SOCIEDAD ANONIMA	3101004929	AB006306	LKLR1KSF5EC627709
23-000291-0497-TR -4	MORA VALVERDE RANDALL GERARDO	108090475	MOT306000	9C2MD289XBR100040
23-000412-0497-TR-4	HERRERA MOYA DOYLIN JESUS	205200561	BNB240	KMHCT41CBEU484815
23-000412-0497-TR-4	ARIAS LAURENT CARLOS ALBERTO	601380276	CL181313	JAATFR16HN7113772
23-000008-0497-TR -4	VELEZ UREÑA IAN DANIEL	209470088	651245	JT2EL43T4P0285704
23-000619-0497-TR-4	COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ SOCIEDAD ANONIMA	3101000046	107000487	LALMD439XH3060193
23-000623-0497-TR-4	JIMENEZ PRENDAS MARIEL	402150501	BWX646	LVVDB21B9PD023163
23-000586-0497-TR-3	TRANSPORTES UNIDOS LA CUATROCIENTOS S.A	3-101-072996	HB002833	KL5UM52FEAK000171
23-000586-0497-TR-3	CARLOS ADOLFO VALERIO ESPINOZA	1-1273-0021	MOT537330	LKXYCML4XH0000409
23-000602-0497-TR-3	ZOLFAGHARI ZOLFAGHARI FATEMEH	8-0122-0873	TDK100	VF7SX9HJCKT503133
23-000606-0497-TR-3	DESTINOS RIGHT WAY FG S.A	3-101-790302	CB3000	KMJHK17PP6C030215
23-000610-0497-TR-3	CONSTRUCTORA MECO S.A	3-101-035078	C147751	1M1AL02Y58M008680
23-000610-0497-TR-3	ANDRES ANTONIO BADILLA MARIN	1-01674-0887	MMD092	MMSVC41SONR100018
23-000642-0497-TR-3	BUSES INAURUCA S.A	3-101-031606	BBL367	KMHDH41EACU405909
23-000646-0497-TR-3	RAFAEL ANGEL ALPIZAR MURILLO	2-0429-0779	CL152624	JAANKR66LV7100015
23-000662-0497-TR-3	JOSE FRANCISCO CHACON SANCHEZ	1-0927-0260	TSJ001545	JTDBJ21E304005603
23-000654-0497-TR-3	ARIANA ELENA CARVAJAL SOLORZANO	1-1541-0668	BWM862	KMHSJ81WP6U074408
23-000674-0497-TR-3	MARINO ANDRES GAMBOA CAMPOS	1-0652-0483	MOT479203	LB425PCK9GC002291
23-000698-0497-TR-2	LISSETH PATRICIA HERNANDEZ VALVERDE	4-0186-0484	494818	VC752364
23-000702-0497-TR-3	ARRIENDA EXPRESS S.A	3-101-664705	BXM918	LS5A3ABE6ND915295
23-000365-0497-TR-1	ERICK MAURICIO LOBO HERNANDEZ	1-1079-0406	LHM293	JTMZD33V305213533

23-000365-0497-TR-1	CSS-SECURITAS INTERNACIONAL DE COSTA RICA S.A	3-101-137163	MOT727474	8CHMD3410LP300390
22-005036-0497-TR-1	BILLONARIO VEINTIUNO SOCIEDAD ANÓNIMA	3101779111	CL-295282	HZI750026403
22-005028-0497-TR-1	EMPAQUES PLÁSTICOS LIMITADA	3102111872	MMS787	MMBGYKR30HH000848
22-005052-0497-TR-1	ARRENDADORA DESYFIN SOCIEDAD ANÓNIMA	3101538448	C-167464	3ALACYCS0HJDJB3148
22-005060-0497-TR-1	WILLIAM MONTERO MONTERO	401160520	CL-168993	4TARN81A5RZ205333
22-005060-0497-TR-1	BUSETAS HEREDIANAS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101058765	HB-2915	9532F82W5BR108826
22-002460-0497-TR-1	DANNY GONZÁLEZ JIMÉNEZ	113690039	MOT-591735	MH3RH07P6HK003571
22-004933-0497-TR-1	3-101-717158 SOCIEDAD ANÓNIMA	3101717158	812666	WBAFG6102ALW55975
22-005467-0497-TR-1	FEDERICO RAMÍREZ CAMPOS	111840015	MGB216	SJNFBAJ11GA420162
22-005100-0497-TR-1	CLIMA IDEAL SOCIEDAD ANÓNIMA	3101022826	CL-271679	JHHAFJ4H40K002229
22-005225-0497-TR-3	CHAN JAEN DIGNA	5-0115-0392	BMC034	2HGFG12687H550681
22-005225-0497-TR-3	FERRETERIA BRENES S.A	3-101-090000	BFX390	KNABE512AET698118
22-005229-0497-TR-3	KEVIN ERWIN ORTIZ BOLAÑOS	4-0225-0003	MOT473596	LZSJCMLCXF5010859
22-005221-0497-TR-3	JOHN CHRISTOPHER PEERS CORTES	1-1361-0914	643554	8AD2AKFWU6G038217
22-005213-0497-TR-3	CREDI Q LEASING S.A	3-101-315660	BJJ854	KMHJ3813DGU051198
22-005236-0497-TR-3	RUBEN DARIO RODRIGUEZ RODRIGUEZ	8-0098-0474	FRV113	MHYZE81SXHJ304669
22-005236-0497-TR-3	COMPAÑIA TRANSPORTADORA DE CATALUÑA SOCIEDAD ANONIMA	3-101-035014	C164213	3HAMSZR4FL748499
22-005244-0497-TR-3	GRUPO RR EURO CR S.A	3-101-721181	601342	JTDKW113100252359
22-005244-0497-TR-3	ALBERTO GOMEZ SOTO	4-0127-0266	BRQ212	MALA841CBKM359300
22-005137-0497-TR-3	WILFRIDO LOPEZ NIETO	7-0058-0149	446833	JTDBT113700200128
22-005173-0497-TR-3	OSCAR MARIO BRENES ALVAREZ	2-0419-0176	772160	LX80-0008046
22-005268-0497-TR-3	TRANSPORTES UNIDOS ALAJUELENSES S.A	3-101-004929	AB007042	WMARR8ZZ9FC020951
22-005276-0497-TR-3	MANRIQUE SANABRIA JUAREZ	1-1321-0870	MOT291848	MD2DJSEZ8BVC01455
22-005276-0497-TR-3	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3-101-083308	CL332260	VF18SRN45NG935848
22-005284-0497-TR-3	ANGELICA AMAYA AMAYA	2-0636-0774	SMN000	WDCDA0DB1EA310728
22-005288-0497-TR-3	ANDREA CARVAJAL WOLMERS	2-0637-0385	VNV908	KMHCT51BEHU298488
22-005288-0497-TR-3	KARLA VARGAS FLORES	4-0198-0905	MNK150	KNABX512BHT265514
22-005280-0497-TR-3	AUTOTRANSPORTES LOS LAGOS HEREDIA S.A	3-101-256781	HB002883	KL5UM52FEBK000189
22-005376-0497-TR-2	TRANSPORTES UNIDOS ALAJUELENSES SOCIEDAD ANONIMA	3101004929	AB 007036	WMARR8ZZ5FC020946
22-005212-0497-TR-2	BOLAÑOS CARVAJAL JAHAIRA	110860821	BGJ934	MALA851CBFM095142
22-005224-0497-TR-2	ALEMAN SANCHEZ TANIA VIRGINIA	801020524	C 154284	1FUJAHCG31LG86412
22-005224-0497-TR-2	NUÑEZ FONSECA GABRIELA	402260291	552803	9BWHB09N34P004736

22-005228-0497-TR-2	ROJAS CHANG KENNY	115780299	MOT 632005	LXYJCNL02J0221197
22-005228-0497-TR-2	ARAICA SAAVEDRA MANUEL	103600878	BHZ285	JTDBT923771071258
22-005396-0497-TR-2	VIDRIOS TRES AMERICAS SOCIEDAD ANONIMA	3101180008	CL 136270	JAANPR58LR7101849
22-005239-0497-TR-2	BLANCO RODRIGUEZ NICOLE LARISA	118170335	BCN025	KL1JJ5CE0CB135369
22-005243-0497-TR-2	MUNICIPALIDAD DE LOS CHILES	3014042068	SM 005643	JCB3C4TCC02018528
22-005311-0497-TR-2	IMPORTACIONES LAPA DEL TEMPISQUE SOCIEDAD ANONIMA	3101738822	CL 508188	ZFA225000J6G57777
22-005105-0497-TR-2	ALFARO CORDERO LEIDA MARIA	700660978	LXS222	JTJBGMC8H2009459
22-005259-0497-TR-2	NATANZ INTERNATIONAL CORPORATION, SOCIEDAD ANONIMA	3101616095	874334	3N1CC1AD3ZK107712
22-005263-0497-TR-2	BERROCAL AGUILAR FLOR DE BETANIA	203150630	WVW773	KNAFX411BD5812923
22-005263-0497-TR-2	COCA COLA FEMSA DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101005212	C 160025	3HAMMAAR9DL302819
22-005287-0497-TR-2	PRO & VILL AUTO DOS MIL DIEZ SOCIEDAD ANONIMA	3101607867	836378	JTEBU14R878088850
22-005287-0497-TR-2	WRAY MONTOYA WALTER GERARDO	206030537	BQT509	JTDBT4K36C1414638
22-005255-0497-TR-2	PATRONATO NACIONAL DE LA INFANCIA	3007042039	290 000430	8AJFB3CDXL1511510
22-005279-0497-TR-2	CENTENO ROWE JONAIKEL ANTONIO	702700391	BPM856	KMHCT4AE8DU463648
22-005388-0497-TR-2	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BVW965	KMHJB81BHNU087015
22-005388-0497-TR-2	COLCHONERIA TREBOL SOCIEDAD ANONIMA	3101303953	C 169596	PKC370R60070
22-005388-0497-TR-2	CANREGIONAL CENTROAMERICA SOCIEDAD ANONIMA	3101149672	C 173766	1FUJGHVDV2DLBS3805
22-005424-0497-TR-2	ALQUILER DE CARROS TICO SOCIEDAD ANONIMA	3101018910	BWB320	JN1VC4E26N9015011
22-005424-0497-TR-2	KELLY MURILLO ANA LUCIA	103540004	TCN118	KMHJT81EAEU858250
22-005428-0497-TR-2	COOPERATIVA MATADERO NACIONAL DE MONTECILLOS R L	3004075581	C 155111	3ALACYCS29DZ95607
22-005432-0497-TR-2	ROJAS SALAZAR YOILYN	206450505	BHF653	TSMYA22S7FM192031
22-005444-0497-TR-2	LOPEZ CHACON MELISSA MARIA	401980898	BGN129	KLY4A11BDYC576895
22-005476-0497-TR-2	ARRENDADORA DESYFIN SOCIEDAD ANONIMA	3101538448	SRS000	JTMHV05J8F4151207
22-005480-0497-TR-2	TRANSPORTES DE CARGA NACIONALES SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102604725	CL 231261	KMFWBH7HP8U039131
22-005480-0497-TR-2	SOTO FALLAS MARIA ELENA	401150070	TH 000438	JTDBJ41E50J000562
22-005468-0497-TR-2	CENTENO SOTELO JEIKOL DAVID	119110395	BDK405	KMHCT41DADU437430
22-005468-0497-TR-2	ARAYA QUESADA JOSE ANTONIO	110040688	MZV374	K8601P020793
22-005483-0497-TR-2	AGUILAR SOTO ROSMERY ANDREA	114750835	BNT872	KMHCU4AE7CU058005
22-005483-0497-TR-2	CORPORACION ECHUM DEL NORTE SOCIEDAD ANONIMA	3101737730	BFK556	JTDBT92370L051845

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE TILARÁN

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000007-1571-TR	ANC CAR SOCIEDAD ANÓNIMA	3-101-013775	BRP274	TSMYE21S0KM625513

23-000010-1571-TR	ANDREA FERNANDA ALFARO 5-0392-0859 LACAYO	BKV368	JTDBT12301019811
23-000011-1571-TR	ERICK GERARDO GONZALEZ ALFARO 1-1655-0926	BHD459	JTDAT1238Y5004885

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTIA DE LOS CHILES

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000018-1505-TR	LUBIN BENIGNO TREJOS CASTILLO	205270161	C173196	1FUJGECV79LAF3088
23-000022-1505-TR	ALQUILER DE CARROS TICO S.A.	3101018910	BSG392	MMBGUKS10KH009414

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE SAN RAFAEL DE HEREDIA

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000007-1781-TR	AGUERO GOMEZ KAREN IVONNE	111340462	811844	VC727255
22-000321-1781-TR	NELSON DE LA CRUZ ARAYA 304450478 CHAVARRIA		MOT536058	LZSPCJLG8G1903693
23-000029-1781-TR	CORRALES SOLANO ANA LUISA 104780591		BRV576	KMHDG41LBEU928749
23-000029-1781-TR	CARVAJAL SANCHEZ CLAUDIA 112180890 VANESSA		CL--307402	LJ11KAAC3J8002482
22-000315-1781-TR	null LEASING CARS AND RENTING 3102771935 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA		BRL892	19XFB2E56CE052300
22-000258-1781-TR	SOLIS LOPEZ RICHARD LORENZO 207460555		MOT 674824	LXYJCNL08J0215453
22-000258-1781-TR	VALVERDE ESPINOZA JORGE 110930288 ESTEBAN		BNG739	5YFBU8HE0HP669737
22-000314-1781-TR	CAMPOS ANGULO PABLO ANDRES 112860372		MOT 633582	MH3SG3172JK005869
23-000008-1781-TR	JIMENEZ CORDERO LUIS DIEGO 110570214		BCB194	KL1CJ6C16CC613588
22-000318-1781-TR	MONTOYA GOMEZ ANDRES 801340612		MOT 788576	MD2A21BX4NWL41799
22-000304-1781-TR	SEQUEIRA AVALOS JENNIFER 702690366 YASMINA		255476	JHMED354XMS013872
23-000003-1781-TR	INVERSIONES WASARA S.A 3101725906		CL 324668	3N6CD33B7GK805316
23-000037-1781-TR	JOSE MARTIN GARITA MESEN 304240620		637045	2CNBJ1868S6910425
23-000045-1781-TR	LETICIA ALVAREZ VARGAS 401130556		BMP862	KNADM5A30C6024647
23-000254-0497-TR	SALAS VILLALOBOS VIRGINIA 105420207		278075	2T1AE91A1MC102887
23-000052-1781-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA 3101134446 SOCIEDAD ANONIMA		BRY138	MA6CH5CD7KT065320
23-000052-1781-TR	ZUÑIGA CORDERO MARIA GABRIELA 106470377		BSM229	5XYKWDA22DG361583
23-000025-1781-TR	DISTRIBUIDORA CAFE MONTAÑA 3101257821 SOCIEDAD ANÓNIMA		CL--209785	JAANKR55E67102482
23-000056-1781-TR	VALVERDE LOPEZ LUIS ANTONIO 112920437		661821	3VWVY49M47M604821
23-000038-1781-TR	JARA CASCANTE JAMES STEWART 110300205		823614	KLY4A11BD1C657870
23-000059-1781-TR	MORA AGUILAR DIGNA 104420808		725935	8AD3DN6BL7G035667
23-000042-1781-TR	SALAS LORIA GUILLERMO 203050296		C 147581	2FUPCDYBXWA946048
23-000019-1781-TR	CORONADO GARCIA PEDRO PABLO 900800040		BNF132	MMBXNA03AHH004838

JUZGADO DE TRANSITO DE PUNTARENAS

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-001092-0607-TR	HENRY DEL CARMEN SANCHEZ 502300157 ROJAS		MOT-741808	LKXYCML45M0045610
22-001182-0607-TR	MARIELA ARAYA CAMPOS 603010471		SJB012889	9BM384075AB706284
22-001205-0607-TR	FABIAN JOSE FERNANDEZ ARAYA 604170966		461345	JMYONK9602J000133
22-001205-0607-TR	JORGE ANTONIO GONZALEZ 206780655 CARRANZA		855481	2T1AE94A5MC076256
22-001283-0607-TR	ADELITA PORRAS GONZALEZ 502470238		CL257132	MMBJNKB40BD045171
22-001398-0607-TR	LUIS FERNANDO VARGAS 603840322 HERNANDEZ		CL196133	4S1CL11L4P4219901
22-001410-0607-TR	CREDI Q LEASING S.A 3101315660		BRH931	MALC281CBKM446151
22-001415-0607-TR	ALMACENES EL REY LIMITADA 3102615329		C169792	3AKJFCVXHDJF8721

22-001423-0607-TR	GERMAN ANTONIO CASTRO VENEGAS	601880149	CL224098	8AJCR32G50006034
22-001438-0607-TR	CREDI Q LEASING S.A	3101315660	CL330233	93C148MK8LC436240
22-001447-0607-TR	KAROL CASCANTE RODRIGUEZ	110580819	675422	JTDBT923201122655
22-001432-0607-TR	RAMONA MICIDIA ROJAS VARGAS	600790462	CL180932	JN6ND11S8HW038856
22-001432-0607-TR	GERMAN SAENZ GONZALEZ	601820643	MOT229881	LC6ECJE9280805795
22-000902-607-TR	EVELYN ROCIO MONGE GARBANZO	109800378	C-145220	1FUUYDCYB9SH587505
22-000902-607-TR	JOSE FRANCISCO CESPEDES QUESADA	205500746	C-170908	1FUJAPCK87DX85872
22-001488-607-TR	RAMON DANNYS OSEJO RUEDA	801090808	MOT-646707	LZL20P105JHK40125
23-000019-607-TR	MARIA CECILIA UMAÑA RAMIREZ	900580843	MOT-604308	9F2A71255J2000437
23-000023-607-TR	MAGALY VARELA VARELA	602630500	439172	1N4EB32A6PC734289
23-000068-607-TR	JUDITH CORRALES JIMENEZ	104880565	YHR006	SJNFB AJ11FA138845
23-000116-607-TR	ALEJANDRA JIMENEZ FERNANDEZ	113150570	667662	JDAJ210G001023635
23-000116-607-TR	FABIAN EDUARDO RODRIGUEZ GOMEZ	114730927	MOT-754614	LHJYCLLAXNB547420
23-000195-607-TR	EVELYN SANABRIA CARRANZA	602540019	781335	JTDBR42E30J011955
23-000197-607-TR	ARRENDADORA CAFSA S.A.	3101286181	CL-315684	8AJHA8CD2K2633182
23-000200-607-TR	CORPORACION SAVER S.A.	3101704357	BVS445	KMHJB81BHN083902
23-000220-607-TR	TERESITA DE JESUS VEGA DIAZ	204630802	CL-334432	8AJBA3CD7N1716237
23-000224-607-TR	FRANCISCO ARNOLDO AGUILAR HIDALGO	112260507	CL-320489	LS4ASB3E9LG800553
23-000233-607-TR	3-102-726226 S.R.L.	3102726226	C-140395	1M1AA14Y0VW069573
23-000233-607-TR	MANEJO AGRANEL S.A.	3101140033	C-175259	1FUJELDV9ELFP5237
23-000238-607-TR	JOSE LANDELINO BRICEÑO ATENCIO	603750974	BFF763	2T1BY32E35C347931
23-000245-607-TR	CARLOS CALDERON VALERIN	302040329	656350	KMHJM81BP6U499281
23-000245-607-TR	FELIPE ASCENCIO ROJAS	117000477106	STF106	KNAPN81ABH7046305
23-000250-607-TR	ILEANA DE LOS ANGELES ZUÑIGA CASTRO	106980747	BTH006	5NPDH4AE3FH574454
23-000286-607-TR	FACILEASING S.A.	3101129386	LXS234	JTJHY00W7H4237361
23-000312-607-TR	LELIA MARIA CHACON ANGULO	603020661	MOT-666407	9F2A61800JB100931
23-000312-607-TR	VEYMA TRANSPORTES S.A.	3101706108	CL-293752	JAA1KR55EH7100280
23-000326-607-TR	EMPRESARIOS UNIDOS DE PUNTARENAS S.A.	3101032677	PB-3209	9BSK3X200K3939498
JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTIA DE SAN ISIDRO DE HEREDIA				
N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000019-1760-TR	HERNANDEZ ESPINOZA VICTOR MANUEL DE JESUS	401000379	BLN239	TSMYA422S7HM421214
23-000006-1760-TR	CORRALES QUIROS PABLO JESUS	112770460	BML476	JTDBT923781256945
23-000005-1760-TR	ACUÑA SANABRIA KEVIN FABIAN	118230538	871544	LGXC14DA9B1000714
23-000005-1760-TR	VALVERDE SOLIS MARLENE	107380943	BBR925	KL1MJ6C49CC124309
22-000154-1760-TR	SEQUEIRA QUINTANA MERLING	503630442	BFY384	MR2BT9F3XE1100431
23-000012-1760-TR	CORDERO ZUÑIGA MAYDI MILAGRO	111480857	227135	BCAB13518141
23-000010-1760-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	C 170172	MEC0443PLHP017960
23-000016-1760-TR	IMPORTADORA ROCAMA EQUIPOS INDUSTRIALES CARTAGO S.A.	3101782352	513933	JS3DA32V734131014
23-000018-1760-TR	GUTIERREZ VARGAS GEORLENNY DEL CARMEN	108330383	BDP693	MMBGNKH40DF004754
23-000018-1760-TR	VARGAS ROSALES MARIA ESPERANZA	502050257	BFB881	JTEHH20V810057272
23-000020-1760-TR	ELIZONDO ROJAS ALEJANDRA PATRICIA	110680652	CL 483882	8AJHA8CD0J2611499
22-000137-1760-TR	AZOFEIFA FONSECA DAGOBERTO DEL SOCORRO	401250308	TH 000045	JTDBJ21E604004753

22-000142-1760-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA 3101315660	BTN159	KL1CJ6DA3LC456097
22-000148-1760-TR	PERAZA SEGURA JOSE ARTURO 204190180	C152956	2H529202
22-000148-1760-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA 3101134446	BLG529	JMYXTGF2WHJ000433
22-000153-1760-TR	TRANSPORTES ARNOLDO OCAMPO SOCIEDAD ANONIMA 3101224235	HB 003278	9532F82W9DR300429
22-000153-1760-TR	GUTIERREZ GUTIERREZ MAYRA DEL CARMEN 401270014	C163599	LEFYEDK54EHN00631
22-000155-1760-TR	TRANSPORTES ARNOLDO OCAMPO SOCIEDAD ANONIMA 3101224235	HB 004371	600011231098
22-000159-1760-TR	RETANA UREÑA LEANDRO FRANCISCO 303840447	BDM755	JTDBT1239Y0031434
22-000159-1760-TR	SERVICIOS INTEGRALES REHABILITATE S. R. L. 3102616598	VWT020	3VVJA65N5LM000538
23-000022-1760-TR	ROMAN ROJAS MAIKOL ALONSO 112000782	374543	KMHVD32JXMU075459
23-000025-1760-TR	BRICEÑO ZUÑIGA MARIA VICTORIA 501770393	VBZ375	MR2BT9F32G1173456
23-000009-1760-TR	CORPORACION LIBI ESTUDIANTIL SOCIEDAD ANONIMA 3101309414	JJC346	KNAPM81ABJ7220101

Juzgado de Tránsito de Liberia

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000689-1815-TR	LUIS FELIPE DEL CASTAÑEDA AGUILAR SOCORRO	502170779	285120	AE1110018517
22-000689-1815-TR	DUAWSON GUZMÁN LÓPEZ	206830402	839991	JTDBT123250371763
22-000693-1815-TR	ADRIANA ALEXANDRA AVENDAÑO PICÓN	503320673	BHJ946	KMHCT41DBFU820684
22-000610-1815-TR	JEAN CARLO MURILLO SOTO	503890973	704784	9BR53ZEC208685101
22-000612-1815-TR	DIEGO JOSUE FONSECA CARAZO	117260650	792614	KM8JN12D96U340806
22-000612-1815-TR	KION DE COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA 3101500983		C128403	JALFSR33LW3000164
22-000742-1815-TR	MARLENNY EDUVINA MENDEZ ALVARADO 502480607		721697	KL1JJ53658K735983
22-000750-1815-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA 3101134446		BPX655	MA6CG6CD3JT001234
22-000611-1815-TR	MARTHA IRIS CAMACHO JIMÉNEZ 106500499		750411	KL1JD51698K819167
22-000611-1815-TR	JOSEFA ORDÓÑEZ SOMARRIBA 800640601		CL268333	4TAPM62N7VZ242216
22-000697-1815-TR	ATI CAPITAL SOLUTIONS SOCIEDAD ANÓNIMA 3101276037		BPT398	JMYXTGA2WJZ000443
22-000697-1815-TR	ADRIANA MARÍA MORALES MATARRITA 503480381		681622	KMHBT51DP7U609714
22-000699-1815-TR	CARLOS ANDRÉS VIALES ZAPATA 504120619		MOT433101	LXYJCNL06F0217807
22-000699-1815-TR	LIDIA MERCEDES HERNÁNDEZ LOASIGA 505190759		CLL960	3N8CP5HD3KL464682
22-000722-1815-TR	PULMITAN DE LIBERIA SOCIEDAD ANÓNIMA 3101010089		SJB14055	9532F82W6DR300985
23-000042-1815-TR	JIMMY JAVIER UMAÑA MARTÍNEZ 801160789		473167	KMHJF31JPMU038142
22-000517-0396-PE	CLIMA IDEAL SOCIEDAD ANÓNIMA 3101022826		CL222336	MR0ES12G703301252
22-000766-1815-TR	DIGNA VANESSA GÓMEZ BOZA 503460821		866535	KMHJF25F8XU776645
22-000778-1815-TR	DEL RÍO P.M.E.A. REAL ÚNICO SOCIEDAD ANÓNIMA 3101532968		729512	8AJYZ59G703017445
23-000104-1815-TR	LAS CUATRO VÍAS SOCIEDAD ANÓNIMA 3101233229		BVY597	MMEMC71X2LH012067
22-000786-1815-TR	JOSUE DAVID COLLADO RODRÍGUEZ 702850549		389401	1Y1SK5367PZ021610
22-000792-1815-TR	ESTIBALIZ VILLALOBOS CASTRO 401910184		773049	RC868289
22-000792-1815-TR	ISABEL PATRICIA AMBULO MORA 205180309		CL390628	3N6CD33A1HK802002
23-000106-1815-TR	JOHNNY TRAVEL COSTA RICA AND NICARAGUA S.R.L. 3102840675		AB007621	JTFSS22P6G0149698

22-000794-1815-TR	NORMA JOHANNA MONTENEGRO CASTELLON	155823952629	BPN242	MALBM51CBHM352845
JUZGADO DE TRANSITO II CIRCUITO JUDICIAL DE SAN JOSE, GOICOECHEA				
N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-008181-0174-TR	MARÍA ROSA COTO ARAYA	01-0348-0539	YGC655	LJ12EKR2XP4006557
22-008372-0174-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R.L.	3-004-045002	C 157677	3HAMMAAR7CL557953
22-006771-0174-TR	EVELYN ARROYO MURILLO	01-1077-0088	BPQ666	3N1CN7AP1EL807420
22-008002-0174-TR	MARÍA RODRÍGUEZ LÓPEZ	04-0088-0201	CL 290781	VF77L9HECGJ511412
22-008011-0174-TR	DIEGO OQUENDO CASTILLO	05-0317-0500	BHH388	MALA841CAFMM046930
22-008212-0174-TR	WILLIAM HERNAN DURAN VARGAS	03-0259-0808	CL 273615	MNTVCUD40Z0051160
23-000362-0174-TR	DERYAN JOHEL RODRÍGUEZ QUIRÓS	01-1619-0600	638954	8AJYZ59G803003764
23-000451-0174-TR	ESMERALDA DANIELA DUARTE URBINA	07-0162-0370	MOT 602794	9F2A71803HB100512
22-005612-0174-TR	VIANNEY ADOLFO CAMPOS QUESADA	01-1158-0627	BND307	1YVFP80C255M15713
22-003481-0174-TR	ANA MURILLO SALAS	02-0320-0008	238469	KPHLD11J2JU206790
22-003482-0174-TR	LANCOPAINTS S.A.	3-101-715299	CL 299834	MHYDN71V3HJ402098
22-001821-0489-TR	JARY JAVIER MARTÍNEZ DÁVILA	C 01733147	MOT 235395	LB7YMC1098C038185
23-001332-0174-TR	MARIA EUGENIA OROZCO CARRION	1558-2011-7814	BNH535	VF14SREB4GA163458
23-001302-0174-TR	ELIAS ELIZONDO SOLERA	01-0510-0451	TSJ 5353	KMHCM41AP8U175593
23-000841-0174-TR	TRANSPORTES LIPS HERMANOS S.A.	3-101-565177	C 141568	2FUYDZYB0PA469176
23-001432-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3-101-083308	CL 617023	1C6RRFFG2NN433969
22-006031-0174-TR	FABRICA DE HERRAJES COSTARRICENSES S.A.	3-101-103389	CL 119397	FE304BA60637
22-005811-0174-TR	GABRIELA QUIRÓS MORA	01-1379-0315	BNK311	KNAFE121385546326
22-005811-0174-TR	CONSULTORIA JCH E HIJA S.A.	3-101-722204	BHS143	JTDBT923284021691
22-008332-0174-TR	GINA PATRICIA AMADOR ZÚÑIGA	01-1034-0104	PMJ771	KL1CJ6C19CC587665
23-000812-0174-TR	CONSTRUPLAZA S.A.	3-101-289562	CL 274548	JAANPR71HE7100028
23-000822-0174-TR	RUTH ABIGAIL REYES GAMERO	01-0777-0842	RRG124	9FB5SR4DXPM300424
22-007231-0174-TR	ARRIENDA EXPRESS S.A.	3-101-664705	CL 317806	LJ11PABD2KC090514
22-007231-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A.	3-101-134446	BQM937	MALBM51CBJM537485
23-001062-0174-TR	KENDY HAYDEE ULLOA HERNÁNDEZ	01-1448-0301	CL 309714	1N6AD06W85C448705
22-007074-0489-TR	REP LEGAL EMPRESA GUADALUPE LTDA	3102005183	SJB 12306	9BWRF82W59R909288
23-000964-0174-TR	REP LEGAL FORESTALES LATINOAMERICANOS S.A	3101463014	C 147237	JAAN1R71P77102447
23-000973-0174-TR	LUIS ARISTIDES PICADO LEÓN	115420481	MOT 598322	LLCLMM2A4JA100301
23-000983-0174-TR	MARICEL DE LOS ÁNGELES ARIAS JIMÉNEZ	108160286	C 150550	1FUYDZYBXT839492
23-000983-0174-TR	REP LEGAL 3-101-731128 S.A	3101731128	CL 198825	4TAWN72N7VZ256020
23-001213-0174-TR	REP LEGAL AUTOBUSES UNIDOS DE CORONADO S.A.	3101010075	SJB 13853	9532F82W5DR300296
23-001263-0174-TR	REP LEGAL 3-101-776545 S.A.	3101776545	851862	KNAJT811AA7120942
23-001273-0174-TR	ROSA ELENA MÉNDEZ MORA	104520056	SDL160	3N1AB8AE3NY202158
23-001273-0174-TR	ROLANDO MARÍN MARÍN	103310676	CL 180381	JM2UF1138K0768029
23-001314-0174-TR	SARA LILLIANA MORA CALDERÓN	106410937	MOT 762642	ME1RG2673M3011065
23-001314-0174-TR	FLOR QUESADA LORIA	301890875	766478	KMJFD37APSU161101
23-001363-0174-TR	REP LEGAL BELA CONSULTORES S.A.	3101148701	CL 226921	KMFVA17LP7C056825
23-001384-0174-TR	REP LEGAL CORPORACIÓN AUTOMOTORA M Y R INDEPENDIENTE S.A.	3101524177	BFX129	MA3ZC62S1EA518715
23-001414-0174-TR	JOSÉ CASTRO ORCHILLES	800430302	741505	VC714489
23-001423-0174-TR	NATALIA ALEMAN RODRÍGUEZ	114510539	BGH913	MR2BT9F36E1121731
23-001423-0174-TR	YORDAN HERRA MADRIGAL	207280531	161012	HC796912

23-001424-0174-TR	RAQUEL ELENA PANAMEÑO	115950803	BTY749	MALA841CBMM400930
23-001424-0174-TR	REP LEGAL GRUPO COMERCIAL EL LLANO E P S.A.	3101627458	MOT 464428	LWBPC109F1004251
23-001433-0174-TR	REP LEGAL MICROBUSES RÁPIDOS HEREDIANOS S.A.	3101070526	HB 3443	9532L82W3FR429293
23-001444-0174-TR	REP LEGAL CREDI Q LEASING S.A..	3101315660	BWS838	MALB341CBNM072710
23-001453-0174-TR	REP LEGAL CONSTRUCTORA HUTCHINSON S.A.	3101057007	C 161726	2HSCAPRX6C246998
23-001453-0174-TR	REP LEGAL MICROBUSES RÁPIDOS HEREDIANOS S.A.	3101070526	HB 4357	9532G82W9KR908168
23-001454-0174-TR	SONIA CORDERO ELIZONDO	602030846	706781	KMHCG51BPYU028918
23-001463-0174-TR	RONALD JOSUE ALFARO ALVARADO	305150088	MOT 368025	MB8NG49BKC8103857
23-001464-0174-TR	OSCAR ROZADOS PAZOS	800010693	520522	WDC1631541A326389
23-001473-0174-TR	MICHAEL JESÚS VARGAS PEREIRA	114080847	MOT 797861	LAEE1UCJ5PMA00123
23-001504-0174-TR	NELSON MANUEL ABARCA NUÑEZ	206270230	CL 334477	6FPPXXMJ2PCD55812
23-001514-0174-TR	KARLA NATALIA ESQUIVEL AZOFEIFA	112160101	BNY646	KM8JUCAC8DU690786
23-001514-0174-TR	REP LEGAL G M SERVICENTRO S.A.	3101202840	CL 485620	MPATFR86JIT002039
23-001523-0174-TR	WEIFEN XIE ZHENG	800880224	BNR981	JTFJS02PXH5036616
23-001523-0174-TR	REP LEGAL DPS PRINTING & COLOR S.A.	3101662555	BRK339	1HGRW5830JL501385
23-001533-0174-TR	SEBASTIAN JOSÉ SANABRIA FERNÁNDEZ	112500826	BHG441	9FBHRAA5FM451751
23-001533-0174-TR	REP LEGAL CREDIUNO S.A.	3101676338	SJB 17446	LDYCCS2DXH0000007
23-001543-0174-TR	REP LEGAL 3-102-826118 S.R.L	3102826118	C 159290	KMFLA19RPAC045404
23-001544-0174-TR	JOSUE MANUEL ORTIZ ANGULO	305050610	MOT 702949	VBKJUC403JC019936
23-001553-0174-TR	SERGIO ARNOLDO SOLANO PEREIRA	109550104	CL 197494	LH1721038209
23-001553-0174-TR	JUAN RAFAEL RAMÍREZ ALCOCER	501770783	248559	EL400021191
23-001563-0174-TR	LAURA PATRICIA GARRO SÁNCHEZ	113190483	C 172664	1FUJA6CV86LV48288
23-001564-0174-TR	CHRISTIAN JOSÉ CHARPENTIER MORALES	302560887	PNC001	MR2KW9F30H1117010
23-001564-0174-TR	MELVIN SALAZAR UREÑA	109780925	827113	3N1CC1AD3ZL163112
23-001573-0174-TR	JOHN WILLIAM PADILLA GRAJALES	901030126	758635	MNCLS4D108W209950
23-001574-0174-TR	MARÍA ALEJANDRA CORRALES AVILA	106810699	556686	9BR53ZEC248554269
23-001574-0174-TR	FABIAN ALONSO SÁNCHEZ MONTERO	113640054	CL 287528	LZWCCAGA0G6001999
23-001583-0174-TR	REP LEGAL TRANSPORTES DEL ESTE MONTOYA S.A.	3101145471	CB 2378	9BM384075AB682502
23-001603-0174-TR	KATHERINE DE LOS ÁNGELES PÉREZ MORA	304080955	706016	JMY0NK9708J000346
23-001603-0174-TR	REP LEGAL IMPROSA SERVICIOS INTERNACIONALES S.A.	3101289909	C 172685	1M1AN4HY3LM002555
23-001604-0174-TR	LUIS FRANCISCO CALVO VENEGAS	107470572	SJB 15136	KMJHD17PP7C036736
23-001604-0174-TR	REP LEGAL BAC SAN JOSÉ LEASING S.A.	3101083308	MOT 787560	9C2ND1210NR750059
23-001613-0174-TR	MIGUEL ALBERTO CHINCHILLA MÉNDEZ	107040672	MOT 344289	ME1KG044XC2030330
23-001613-0174-TR	CARMEN PICADO ARAYA	302800136	CL 138948	JAACL14L8J7207363
23-001624-0174-TR	ALEXIS RODRÍGUEZ VARGAS	106980728	552181	JN1TBNT30Z0021011
23-001633-0174-TR	MARIANA CALDERÓN CHAVES	115710592	NVC558	JN1BCAC11Z0013014
23-001633-0174-TR	REP LEGAL STUDIO MJ S.R.L	3102816138	BDK933	KMHCT41DADU437495
23-001644-0174-TR	ALESSANDRO MALAVASI ECHEVERRÍA	117830802	RGR005	LSJA14E60GG010291

23-001654-0174-TR	RITA MAYELA AGUILAR BOLAÑOS	700440201	DYR216	MR2BT9F3201053419
23-001673-0174-TR	REP EGAL CREDI Q LEASING S.A.	3101315660	BRD427	MA6CG5CD0KT014910
22-005605-0174-TR	ABOZZO DE ARTE INCORPORADO	3102752023	HDP247	5YFBUWHE5HP602832
	SOCIEDAD ANONIMA			
22-008215-0174-TR	ROJAS FALLAS MIRIAM ANDREA	115320873	BGS435	3N1CC11E19L431325
23-000176-0174-TR	PINZON ARROYO JEYMER ESTIBEN	604010290	BSQ313	LGXC16DF6L0000684
23-000225-0174-TR	PINTO FLORES ALVARO GEOVANNY	B04174871	MOT 782934	ME4KC3593MA105287
23-000235-0174-TR	TORRES LORIA MIGUEL ANGEL	104430060	MTL754	NOINDICA
23-000295-0174-TR	MONGE ANGULO JULIO CESAR	113780136	MOT 316654	MD2DKS3Z1CVA00241
23-000306-0174-TR	GONZALEZ BALMACEDA EVELYN	110440670	BXK580	JTDBP3AE0NJ212379
	ELISA			
23-000656-0174-TR	CODOCSA SOCIEDAD ANONIMA	3101080009	CL 275343	JAA1KR55EE7100363
23-000666-0174-TR	MARIN BARRUETA YOSEPH RAFAEL	801060405	MOT 217075	LALPCJF8783018064
23-001065-0174-TR	CERVANTES CALVO MARIA DE LOS ANGELES	109400332	626745	SJNFCAK196A089034
23-001075-0174-TR	INVERSIONES COMERCIALES MELIED LIMITAD	3102816888	BMV328	JN1UC4E26H9003638
23-001076-0174-TR	ALMACEN AGROPECUARIO EL EXITO SOCIEDAD ANONIMA	3101350671	VRB008	WBA11DT09P9N77696
23-001085-0174-TR	ALVAREZ MARTINEZ JENNY ANTONIA	800970458	MOT 439468	LB425PCK4FC001483
23-001106-0174-TR	SOTO GALVEZ GLORIA RAQUEL	105110334	BSN991	MALA841CALM378677
23-001106-0174-TR	CESPEDES ALVARADO MARIA DORIS	700650136	CYC333	1HGRW1840JL502243
23-001125-0174-TR	MASTIFF ENTERPRISES SOCIEDAD ANONIMA	3101729180	BPP686	MA3FB32S2J0B04656
23-001125-0174-TR	FERNANDEZ MEDRANO MIRNA	800430542	BPN731	1NXBU4EE7AZ245361
23-001126-0174-TR	JINTAO FENG	115600795418	BKB936	2T1BU4EE8AC320411
23-001126-0174-TR	VILLALOBOS BERRIOS JOHANNA MARIA	111150144	786366	2CNBE13C9Y6911075
23-001145-0174-TR	NAVARRO CHAVARRIA VINCENTH	118180376	633052	KMHJF25FX XU835176
23-001165-0174-TR	ROBLETO BERMUDEZ MARIA CRISTINA	800730330	BXC487	KMHD641LBJU512974
23-001165-0174-TR	GONZALEZ RODRIGUEZ HENRY	119200881324	666498	8AD3DN6BL7G042837
23-001166-0174-TR	EVANS EVANS JAIME	106950169	MOT 491533	JKBVNKA193A003994
23-001175-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BNM125	KL1CM6CA2HC819571
23-001175-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA	3102005183	SJB 15268	9532L82W0GR528283
23-001186-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BWJ502	MALPC815BNM810260
23-001195-0174-TR	AUTO TRANSPORTES RARO SOCIEDAD ANONIMA	3101081595	SJB 16098	LA9A6ARY7HBJXK049
23-001205-0174-TR	BERMUDEZ MORALES FELIX ADOLFO	155827640714	C 149512	1FUPDSEB1PH431735
23-001205-0174-TR	COOPERATIVA DE AUTOBUSEROS NACIONALES ASOCIADOS R L	3004045200	SJB 17419	9532G82W9KR905416
23-001215-0174-TR	JIMENEZ ARIAS VICTOR	107720865	TSJ 1509	KMHNC41AAAU486313
23-001235-0174-TR	RAMIREZ CANTILLANO MAYLON ANTONIO	113060230	CL 259584	MHYDN71V6BJ305016
23-001256-0174-TR	MOYA ALVARADO DAWER ALBERTO	401910863	785976	JT3VN39W8P0115203
23-001256-0174-TR	LI FERNANDEZ RONALD	302440269	CL 297184	MR0HZ8CD4H0406379
23-001265-0174-TR	CARRION CARRION VIVIANA PATRICIA	113100266	BCV795	JS3JB43V3D4200786
23-001276-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BSW625	TSMYD21S8LM737108

23-001285-0174-TR	GARCIA SOTO MARIANELA DE LOS ANGELES	401300962	BLV502	JTDKTUD31CD511872
23-001286-0174-TR	ZUÑIGA ARTAVIA CHRISTIAN FRANCISCO	109910405	CL 116949	JT4RN50R8H0284087
23-001286-0174-TR	CORDERO HERNANDEZ ROXANA MAYELA	109140750	CL 116949	JT4RN50R8H0284087
23-001296-0174-TR	SENTIES PALACIO EDUARDO	801390401	CMV007	WDCDA0DB0HA925808
23-001306-0174-TR	MAGASOSO DE LAS LOMAS SUR SOCIEDAD ANONIMA	3101326709	SJB 17382	9532L82W6JR820494
23-001315-0174-TR	ESQUIVEL VENEGAS JEANNETTE ANGELES DE LA TRINIDAD	105340728	MOT 291337	9C2NC4310AR700013
23-001345-0174-TR	CASTILLO SOTO EYLEN	303940624	PCT547	KNABE512ACT268025
23-001345-0174-TR	ALFARO SEGURA JASON GERARDO	113360722	776292	KMHVD14N4TU149980
23-001346-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BTC024	MALA841CALM391392
23-001346-0174-TR	VALENCIA CRUZ MARIA FERNANDA	801100769	902023	JTDBL42E009160150
23-001355-0174-TR	BALMACEDA MORENO YARITZA YOSETTE	116770884	MOT 329050	LWBPCCK101C1054833
23-001356-0174-TR	SANCHEZ SABORIO JUAN CARLOS	107790920	BBC324	3G1TC5CF0CL114176
23-001365-0174-TR	QUIROS RIVERA SILVIA MARIA	109260598	474300	VZN1850384569
23-001365-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING, SA	3101083308	SMX141	MR2B29F33H1033789
23-001376-0174-TR	ARAYA MORALES OSCAR MAURICIO	205190719	573407	JMYSNCS3A5U001067
23-001385-0174-TR	LEIVA BRENES AUXILIADORA TERESITA	105910089	BMX842	JN1JBNT32HW003349
23-001395-0174-TR	IMESA SISTEMAS SOCIEDAD ANONIMA	3101286028	CL 262726	9BD25521AC8925447
23-001405-0174-TR	CALDERON MOLINA KEVIN EDUARDO	116290698	C 142540	2FV7D0Y91VA729713
23-001405-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	MBD280	ZFA312000HJ586768
23-001406-0174-TR	VILLALOBOS GONZALEZ ALEJANDRA MARIA	109550763	BQZ897	MR2B29F30K1142248
23-001415-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA	3102005183	SJB 11255	9BM3840737B529739
23-001425-0174-TR	CHAVES OROZCO CARLOS LUIS	105470131	CL 178874	JTFNY037704000245
23-001425-0174-TR	MASIS MURCIA BEATRIZ MARIA	106370023	BPF920	JDAJ210E0J3001010
23-001445-0174-TR	ROJAS ARAYA JULIETH TATIANA	208220855	MOT 599073	LZRW2F1F1H1019043
23-001465-0174-TR	FALLAS ABARCA MARIA MAGALLY	111680633	457707	1HGEG8549NL051967
23-001465-0174-TR	SERVICIOS ESPECIALIZADOS SOCIEDAD ANONIMA	MULTIPLES SERMULES 3101292783	SRM452	1HGRW5830JL501525
23-001475-0174-TR	HE XIAOMEI	115600046322	XXX863	94DFCUK13JB108427
23-001486-0174-TR	RODRIGUEZ JIMENEZ KATHERINE MARIA	114940545	BQT235	3N1CN7AP6FL949943
23-001495-0174-TR	ATI CAPITAL SOLUTIONS SOCIEDAD ANONIMA	3101276037	BKW313	MA3VC41S3GA138055
23-001496-0174-TR	SANDOVAL PEINADO JUAN RAMON	155805740322	MOT 480865	ME1RG1215F2014442
23-001506-0174-TR	ARROYO GARCIA EDSON STEVEN	115140928	BMK893	5YFBUWHESHP594571
23-001506-0174-TR	MARENCO MORA BRYAN	118400778	871300	3N1CC1AD1ZK104663
23-001516-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	VXS110	988611458NK455146
23-001525-0174-TR	QUIROS SOLANO SILVIA SUSANA	107130219	BHX486	JTDJT923975099485
23-001536-0174-TR	FERNANDEZ VARGAS XENIA LIDIETH	603180960	BSH948	KL1CM6DA8LC900159
23-001536-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	LTM345	YV1LF10ACL1550206

23-001555-0174-TR	FACTIBAN SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102664461	C 166779	JAAN1R75LH7100040
23-001555-0174-TR	AUTOTRANSPORTES MORAVIA SOCIEDAD ANONIMA	3101054596	SJB 17788	LA83S1MC2KA100550
23-001566-0174-TR	MOLINA SILES ADRIAN AARON	112440949	MOT 502246	VBKJGJ403FC267977
23-001575-0174-TR	ARROYO TRIGUEROS MITZI GABRIELA	109850616	BLZ367	JS2FH81S1H6100107
23-001595-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	MOT 788288	9C2ND1210NR750096
23-001626-0174-TR	MURILLO SALAS ROGER ANDRES	206110301	583254	JN1CBAN16Z0011405
23-001635-0174-TR	LOPEZ ARRIETA JONATHAN GERARDO	205760725	BTK541	LGXC16DF8M0000073
23-001635-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA	3102005183	SJB 12856	KL5UM52HEBK000210
23-001646-0174-TR	ARAICA RIOS DANNY ROBERTO	116130352	BKM397	VF7DDNFPBHJ500379
23-001646-0174-TR	SANCHEZ SABORIO JUAN CARLOS	107790920	BBC324	3G1TC5CF0CL114176
23-001655-0174-TR	NUÑEZ GARCIA LEONEL ANTONIO	900940121	MOT 720413	LZSPCJLGXL1600218
23-001656-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	MOT 788035	9C2ND1210NR750056
23-001685-0174-TR	CALDERON FERNANDEZ ALEX ESTEBAN	900930104	MOT 376657	LC6PCJK63E0000333
22-001567-0174-TR	MILLER CASARES CONSULTING SOLUTIONS SOCIEDAD ANONIMA REP: LINDBERG ALBERTO ARAYA MILLER	3101769937	YNS307	5KBYF6870NB600363
23-001327-0174-TR	JOSE PABLO HERNANDEZ FALLAS	115520845	MOT 361502	MD2A13EZ9DCG00172
23-001237-0174-TR	AUTOTRANSPORTES SAN ANTONIO SOCIEDAD ANONIMA REP. ASDRUBAL FALLAS HERNANDEZ	3101053317	SJB 014786	BUSUCFBSNFB072383
23-001218-0174-TR	ELIANEY MARIA GOMEZ HERNANDEZ	503370287	MOT 769022	ME1RG6641N3005957
23-001298-0174-TR	KIMBERLYN FABIOLA VARGAS HERRERA	207810311	BLN580	5NPDH4AE5BH011139
23-001238-0174-TR	TRANSPOSERVICIOS BP SOCIEDAD ANONIMA REP. GERARDO JIMENEZ SOMOZA	3-101-475504	C 156083	1M2B209C1XM023964
23-001338-0174-TR	JAIME ENRIQUE GALINDO CORTES	117000433411	CL 297948	LJ11KAACXH8000996
23-001228-0174-TR	EL ROCAVAL CR SOCIEDAD ANONIMA REP. HELIO FRANCISCO ROJAS ROJAS	3-101-702801	RCV311	VF3M45GYVJS031722
23-001318-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA REP. JOSE HUMBERTO MONTERO CALVO	3-102-005183	SJB 012903	9BM384075AB684638
23-001268-0174-TR	JOSEEL ANTONIO ABURTO DIAZ	155830902223	MOT 732435	9F2B81501LA100092
23-000637-0174-TR	CINDY LORENA GONZALEZ SANDI	603300459	MOT 742006	LHJYCLLA7MB542481
23-001397-0174-TR	INVERSIONES INMOBILIARIAS TORRES MARTINEZ SOCIEDAD ANONIMA REP. CARLOS EUGENIO RIVERA BLANCO	3101547757	768482	WDCBB20E09A442739
22-008068-0174-TR	KEISY VALERIA RUIZ BETETA	208270196	CL 140160	1GTCS1949SK529747
22-008068-0174-TR	R&S CONSULTORIA Y CONSTRUCCION SOCIEDAD ANONIMA REP. JOSUE GEOVANNI SOLANO CHINCHILLA	3101774270	CL 257206	LJNTGUBS8AN064705
23-001297-0174-TR	JEFFREY DANIEL MENA VALVERDE	115430761	243693	WBACB31060FD85844
23-001297-0174-TR	SONIA DELGADO QUESADA	104350008	404797	VZN1850326365
23-001468-0174-TR	JUAN LUIS DURAN ELIZONDO	105850792	119107	EE90-3018668
23-001468-0174-TR	ORLANDO ANTONIO CENTENO GARITA	502800282	682377	JTDBT923301131686

23-001277-0174-TR	MARIANELLA RODRIGUEZ 108500425 GONZALEZ		NDR124	JTJBGCA6N2075620
23-001277-0174-TR	TRANSPORTES OROSI SIGLO XXI 3-101-114178 SOCIEDAD ANONIMA rep. ELADIO ARAYA MENA		CL 238332	JHFYT20H272000789
22-005858-0174-TR	Ariela Vanessa Cascante Chacón 01-1553-0511		BSL024	MA6CH5CD1LT003154
22-005858-0174-TR	Empresa Guadalupe Limitada rep. 3-102-005183 José Humberto Montero Calvo		SJB 012855	KL5UM52HEBK000209
22-003898-0174-TR	Allison Villalobos Solís 01-0832-0471		LGM928	KNAB2512AJT197189
22-004577-0174-TR	BAC San José Leasing S.A. rep. 3101083308 Rodolfo Tabash Espinach		BWM428	MALC741BBNM284766
22-008077-0174-TR	Empresa Guadalupe Ltda. Rep. 3- 102-005183 Jose Humberto Montero Calvo		SJB 013933	KL5UM52HEDK000278
22-003967-0174-TR	Gustavo Espinoza Calderón 03-0266-0825		BPR495	TSMYE21S6JM392316
22-003967-0174-TR	Scotia Leasing Costa Rica S.A., 3-101-134446 rep. Diego Patricio Masol		BQY125	LJ12EKR23K4002052
22-006998-0174-TR	Microbuses Rápidos Heredianos 3-101-070526 S.A. rep. Jorge Herrera Ocampo		HB 3440	9532L82W8FR429385
22-005008-0174-TR	María Clara Moya Araya 01- 1467-0121		RMN838	KNADN412BG6609149
22-005008-0174-TR	Juan Carlos Acuña Salazar 01-0539-0912		TSJ 004234	MR2BT9F32G1212885
22-007748-0174-TR	Teresa Leiva Sánchez 800740058		CL 397155	MPATFS85JGT000931
23-001398-0174-TR	ROXANACASTRO ALFARO, 104000449		773902,	JMYSNCS3A8U006851
23-001448-0174-TR	MARIA CECILIA GODINEZ LOPEZ, 105760439		BKT343	KMHCG41GP2U357551
23-001448-0174-TR	ARRIENDA EXPRESS SOCIEDAD 3-101-664705 ANONIMA rep. YOAV RUDELMAN ROCHWERGER		CL 309232	LJ11PBBC8J6000308
23-001447-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA 3-101-134446 SOCIEDAD ANONIMA REP. DIEGO PATRICIO MASOLA		BQP229	MMSVC41S7KR101047
22-008527-0174-TR	IZEL MILENA PIEDRA FIGUEROA, 303660741		BPB754	MR2B29F37H1008703
22-008497-0174-TR	CENTRIZ COSTA RICA S.A REP. 3101036194 JAVIER QUIROS RAMOS DE ANAYA		BSR668,	MR2B29F34L1186898
23-001377-0174-TR	SOFIA MACAYA QUIROS, 111430818		BHQ905,	KMHJT81CDFU007986
23-001377-0174-TR	CAPITAL RECOVERY R&D S.R.L. REP. 3-102-786004 RAUL MAURICIO MONTERO		BGX732	JTMZF9EV1FJ019691
23-001388-0174-TR	ANA LUCRECIA JARA MUÑOZ 10800041		BNS430	3G1J85DC1HS589295
23-001358-0174-TR	SOLUCIONES RED DORADA S.R.L. 3-102-773019 REP. ALLAN DAVID MENA		MOT 714310	FR3PCMGD8LA000163
23-001358-0174-TR	F.J. MORELLI FIDUCIARIA, SOCIEDAD 3-101-699266 ANONIMA REP. FRANCISCO JAVIER MORELLI ASTUA		SJB 016499	LA9C5ARX2GBJXK073
23-001457-0174-TR	JENNIFER KARINA THOMPSON 113150971 VARGAS,		CL 246008	1C400457
23-001457-0174-TR	CARLOS RICARDO SEGURA VARELA, 109870885		SJB 012341	KMJRD37FP2K524232
23-001408-0174-TR	VIVIAN DE LOS ANGELES 112480589 CHAVARRIA		145963	AT1710125453
23-001458-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD 3-101-315660 ANONIMA REP. JUAN FEDERICO SALAVERRIA PRIETO		CL 327858	JAA1KR77EM7100286
23-001438-0174-TR	ANC CAR SOCIEDAD ANONIMA REP. 3-101-013775 ANDRES JAVIER MONTALTO FALCINELLA		BVZ951	TSMYE21S8NMA41254
23-001497-0174-TR	JULIO ARTURO VELASQUEZ 116210735 MARENCO		828854	KNAFU411AA5832938

23-001497-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA 3-101-134446 SOCIEDAD ANONIMA REP. DIEGO PATRICIO MASOLA	BTF496	MA6CH5CDXLT039649
23-001548-0174-TR	S P SEIS SEGURIDAD SOCIEDAD 3-101-684012 ANONIMA rep. JOHAN NESKEN RUIZ RUIZ	CST082	JTHU95BH1M2032634
23-001418-0174-TR	AGE CAPITAL SOCIEDAD ANONIMA 3-101-732506 rep. SALOMON AIZENMAN PINCHANSKI	BWV358	JMBXTGA2WPU000248
23-001488-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA rep. 3-101-083308 RODOLFO JESUS TABASH ESPINACH	837856	WBAFF4100AL145132
23-001417-0174-TR	ARGUEDAS SALAZAR GERARDO 502510093	BLJ600	2T1BR18E0YC346121
23-001607-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD 3101315660 ANONIMA rep. JUAN FEDERICO SALAVERRIA	BVW105	LSGHD52HXND005332
23-001528-0174-TR	RODRIGUEZ MADRIZ MARLENE 700560130 MAYELA	825257	3N1CC1AD0ZL162595
23-001697-0174-TR	ARIAS JIMENEZ RONALD ANTHONY 115640144	890100	JTDKN36U001234400
23-001697-0174-TR	MOYA ZUÑIGA ANA YENSY DE LOS 107700031 ANGELES	MOT 715937	LTMKD1192L5104758
23-001698-0174-TR	LOPEZ QUESADA ANGIE TATIANA 112970852	CYS869	9BRK4AAG8N0025680
23-001558-0174-TR	ALVARADO VILLALOBOS GABRIELA 401670295	856383	CS6A6U067204
23-001688-0174-TR	ALVAREZ HERNANDEZ RUDDY 601350036	BTF443	MMSVC41S0LR103756
23-001668-0174-TR	VARGAS MADRIZ CARLOS 106840971 FRANCISCO	909970	3N1CK3CD0ZL352943
23-001457-0174-TR	THOMPSON VARGAS JENNIFER 113150971 KARINA	CL 246008	1N6DD26S61C400457
23-001457-0174-TR	SEGURA VARELA CARLOS RICARDO 109870885	SJB 012341	KMJRD37FP2K524232
23-001667-0174-TR	MUÑOZ TORRES DIANA CAROLINA 117002311933	BXC010	JTMZD33V485102145
23-001667-0174-TR	VALVERDE SALAZAR ELMIS 109540933 EDICSON	BSW266	2HKYF18576H553179
23-001498-0174-TR	GUILA GONZALEZ ANTONIO 401370521 EPIFANIO DEL CARMEN	CL 407377	MMM148FK9GH639197

Juzgado Contravencional de Osa

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000102-1425-TR-1	AUTOLASSA S. A.	3-101-124430	SJB 012754	9532L82W5AR049770
22-000102-1425-TR-1	RAID CAPONORD S. A.	3-101-406055	CL 521835	1N6BD06T37C423675

JUZGADO DE TRANSITO DEL TERCER CIRCUITO JUDICIAL DE SAN JOSE (DESAMPARADOS)

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000537-0491-TR C	MARIA CALDERON MORALES	401140922	525264	KMHJF31JPNU248615
22-002348-0491-TR-B	INVERSIONES RENTO CARRO EN COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101689107	BLD742	JTDBT4K30A1374716
23-000501-0491-TR C	LILLIANA MORA UMAÑA	108590975	CL261959	MR0FR22G700673164
23-000501-0491-TR C	TRANSPORTES SAN GABRIEL DE ASERRI S.A	3101399765	SJB14700	KL5UP65JEFK000248
23-000614-0491-TR C	SIRLENE QUIROS LOBO	111010216	MOT595830	LBMPCML37H1003990
22-002781-0491-TR-D	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A	3101134446	BWT200	L6T7922Z8PY001647
23-000610-0491-TR C	MORA SANCHEZ BRANDOL DANIEL	115410170	217883	JT2AE93E1J3122019
22-002177-0491-TR-D	DIAZ VEGA RANDALL MAURICIO	108780948	CCC077	L6T7844S1EN003091
22-002223-0491-TR-D	CONSULTORA INMOBILIARIA 3102774890 NAVARRO Y VASQUEZ S.A. RESPONSABILIDAD.LTDA		BQD464	KMHD841CAHU300312

22-002883-0491-TR-D	MORALES CORREA CARLOS ARTURO	800930758	TSJ 4688	JTDBT903494043664
22-002209-0491-TR-D	DIAZ NARANJO LUIS FERNANDO DE MARTIN	105530874	340210	2C1MR2461M6792350
22-002209-0491-TR-D	SABRITAS DE COSTA RICA SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102169101	CL 275265	MPATFR86JET000102
22-002615-0491-TR C	PIÑAR PERAZA EVERT	503250585	825721	KMHSG81BBAU572361
22-002230-0491-TR C	CORPORACION TRANSA DE VALLE VERDE DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101422684	C135497	JNAPA33H0XGS50180
22-002172-0491-TR C	PAO VALDIVIA PABLO	C02048919	MOT295460	LXEMA14088A002529
22-002222-0491-TR C	ROMERO ARAYA SHIRLENI	107000426	BFW931	KMHCT41DAEU568089
22-002115-0491-TR C	KENIA LIZETH VARGAS AGUILA	800880292	TVT128	MR2KT9F3XF1162591
22-002115-0491-TR C	GRUPO AGROINDUSTRIAL ECOTERRA S.A.	3101399437	624929	MHYDN71VX6J102751
22-002205-0491-TR C	WANG CHENG CHIEH	115600432627	BLJ335	3GNCJ7CE3GL190648
23-000536-0491-TR-B	ORTIZ ALVAREZ BRAYAN OLDENY	504410150	MOT 782347	LZL20P108NHG40172
23-000548-0491-TR-B	ROSA GAS SOCIEDAD ANONIMA	3101802483	C 156351	3ALACYCS0BDAW9134
23-000548-0491-TR-B	PRIPA PJP SOCIEDAD ANONIMA	3101286517	CL 311232	LZWCCAGAXJE600096
23-000649-0491-TR-D	SALAZAR MONTERO ANA GABRIELA	104990792	TSJ 4963	JTDBJ21E602011679
23-000693-0491-TR-D	TICA BUS S.A.	3101008244	SJB 9709	9BM6642385B387896
23-000661-0491-TR-D	RENTE UN AUTO ESMERALDA S.A.	3101088140	BST696	MALAF51AALM089274
22-002459-0491-TR-B	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3101083308	MOT788117	9C2ND1210NR750049
22-002110-0491-TR-B	CARLOS EDUARDO SEGURA GARRO	106590420	BFB061	3G1TC5CF0DL105527
22-002221-0491-TR-B	DANIEL JAVIER ARAYA BRENES	112690757	581489	JS3TD62V5X4110057
22-002221-0491-TR-B	CARLOS FRANCISCO GARCIA MONGE	114380721	771785	JS3TD62V0Y4125616
22-002161-0491-TR-B	SEIDY DEL PILAR CARMONA SOLIS	107200881	155286	JN1PB2218HU565243
22-001510-0491-TR-B	LA MAQUILA LAMA S.A.	3101196511	C164925	1FVACWDT69HAF9865
23-000585-0491-TR-B	ASESORES COMERCIALES ASECO SOCIEDAD ANONIMA	3101290939	MOT344685	LZSPCJLG3D1900930
23-000585-0491-TR-B	TERMISOLAR SOCIEDAD ANONIMA	3101240383	CL248295	KMFWBX7HAAU186877
23-000613-0491-TR-B	KAREN MARIA VARGAS PICADO	114020318	BMY768	JTMRD8EV4HJ029750
23-000613-0491-TR-B	3-101-787711 SOCIEDAD ANONIMA	3101787711	SJB18035	JN1UC4E26Z0000788
23-000652-0491-TR C	ALEXIS DE LOS ANGELES VALVERDE ABARCA	107610139	BVQ756	MALB341CBNM085468
23-000652-0491-TR C	LUIS DIEGO HERNANDEZ CARVAJAL	112000528	BFP839	MALAM51CAEM400706
23-000565-0491-TR-B	ARAGON PEREZ MARIA ELENA	113710643	458225	2T1BA02E3TC119119
23-000565-0491-TR-B	FALLAS SOTO KATHERINE ANDREA	113590898	HMS993	3N1CC1AD0ZK136827
23-000562-0491-TR C	GOMEZ CHACON KARINA DE LOS ANGELES	115970127	814455	2T1BA02E6TC145701
22-002717-0491-TR C	MASTIFF ENTERPRISES SOCIEDAD ANONIMA	3101729180	BVR163	MA3FB32S9M0F88488

22-002724-0491-TR C	MADRIGAL DIAZ SANDRA MARIA	106080546	117692	BN13-001903
22-002819-0491-TR C	FLORY ALEJANDRA MARIN MORA	109780973	843426	KMHU41BBAU046822
23-000397-0491-TR-A	PATRICIA PORRAS CAMACHO	1-0659-0477	301312	JT2EL46B7M0078514
23-000451-0491-TR-A	ASDRUBAL JOSÉ ÁLVARADO REDONDO	1-0957-0584	BJS008	1NXBR12E91Z421752
23-000692-0491-TR C	LEON VALVERDE JUAN CARLOS	110030353	CL243360	KNCSE211297332466
23-000692-0491-TR C	GARCIA CORTES SANDRA PATRICIA	900500381	MOT483398	DG08J004580

JUZGADO DE TRANSITO DE GRECIA

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000117-0899-TR	VALERIO MADRIGAL RIGOBERTO	600720578	111627	CRG160-741991
23-000120-0899-TR	BARRIOS QUESADA EDGAR ANDREY	402490059	MOT 697709	LLCJP14A8KA103679
23-000120-0899-TR	RIVERA VALVERDE JUNNY SEIRY	207010478	BRZ300	JN8AT2MT3GW001201
23-000120-0899-TR	MOLINA DELGADO FERNANDO	207100657	MOT 188744	LWBPCJ1F161A70472
23-000124-0899-TR	TRANSROCAGAT DE GRECIA SOCIEDAD ANONIMA	3101421379	C 149867	2HSCNAMR4YC041272
23-000131-0899-TR	MORA CORRALES JOSE DAVID	114850511	MOT 491468	LZSPCJLG8G1902869
23-000133-0899-TR	ALFARO UMAÑA JOSUE	503390339	BDG854	KMHCG45C32U395642
23-000133-0899-TR	LUMAR INVESTMENT SOCIEDAD ANONIMA	3101372566	C 171867	3HTWY AHT0KN256059
23-000135-0899-TR	SALAS BOGANTES CATALINA	205030614	560795	9BR53ZEC208557500
23-000136-0899-TR	TIERRA FELIZ DEL CARIBE SOCIEDAD ANONIMA	3101230464	C 173673	2FWJA3CK06AV96787
23-000137-0899-TR	CASTILLO HERRERA ALEJANDRA	503990669	BSD702	5NPDH4AE6DH312683
23-000137-0899-TR	SALAS QUIROS DUAYNER CESAR	204360577	BTR447	JTDKN36U2E1799352
23-000145-0899-TR	ALVARADO GONZALEZ CLAUDIO ALONSO	205020235	KSF217	5YFBUWHE1GP299983
23-000145-0899-TR	HIDALGO SEINFARTH ROY ANDRES	205090935	TA 000916	JTDBJ42E60J003839
23-000146-0899-TR	SUAREZ JIMENEZ JOSE ALFREDO	201650690	836850	KMHCG41FP1U203048

SE HACE DEL CONOCIMIENTO DE ESTAS PERSONAS, QUE DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 172 DE LA LEY DE TRÁNSITO N.º 9078, TIENEN DERECHO A COMPARECER AL DESPACHO JUDICIAL DENTRO DEL TÉRMINO DE DIEZ DÍAS HÁBILES A PARTIR DEL DÍA SIGUIENTE DE LA PUBLICACIÓN DE ESTE EDICTO, A MANIFESTAR SI DESEAN CONSTITUIRSE COMO PARTE O NO DEL PROCESO, CON LA ADVERTENCIA DE QUE DE NO HACERLO, SE ENTENDERÁ QUE RENUNCIAN A ESE DERECHO Y LOS TRÁMITES CONTINUARÁN HASTA SENTENCIA. PUBLIQUESE POR UNA VEZ EN EL DIARIO OFICIAL LA GACETA. LIC. WILBERT KIDD ALVARADO, SUBDIRECTOR EJECUTIVO DEL PODER JUDICIAL.-

Lic. Wilbert Kidd Alvarado.—1 vez.—(IN2023758900).

DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PODER JUDICIAL, SAN JOSÉ, A LAS QUINCE HORAS DEL 24 DE MARZO DEL DOS MIL VEINTITRES. LISTADO DEL 20 AL 24 DE MARZO DE DOS MIL VEINTITRES.

A SOLICITUD DE DESPACHOS JUDICIALES SE PROCEDE A NOTIFICAR POR EDICTO A LAS PERSONAS, FÍSICAS O JURÍDICAS, PROPIETARIAS DE VEHÍCULOS INVOLUCRADOS EN ACCIDENTES DE TRÁNSITO QUE SE CITAN A CONTINUACIÓN:

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y MENOR CUANTIA DE GOLFITO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000029-1100-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R.L.	3004045002	C-144782	3ALACYCS07DY06398
23-000029-1100-TR	BERNI DE JESUS JIMENEZ CASTILLA	6-314-794	TP-488	KNAFX411AE5849919
23-000032-1100-TR	ELIAS FRANCISCO RODRÍGUEZ	MORA 1-1370-0782	625976	WC715367
23-000016-1100-TR	PURA DELGADO DELGADO	600940850	BSF520	MALA841CBLM374001
23-000036-1100-TR	RAFAEL ANGEL RODRÍGUEZ	ARGUEDAS 502220499	SJB16631	53061367206
23-000034-1100-TR	TRANSPORTES EMPRESA RESPONSABILIDAD LIMITADA	ESPINOZA JAE 3105470314	C175684	1FUJA6CK67LW54939
23-000043-1100-TR	MARCO TULIO GUZMÁN CALDERÓN	3-218-450	TSJ- 1183	KNAFX411AE5842840

JUZGADO DE TRANSITO DE HEREDIA

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000971-0497-TR-1	DISTRIBUIDORA ARGUEDAS Y SALAS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101070195	CL-255963	FE71PBA20311
23-000971-0497-TR-1	ALEXANDER MENESES RUIZ	117001785236	MOT-726406	MD2A21BY2LWB40749
20-004163-0059-PE-1	AUTOS XIRI VEHÍCULOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101700302	857405	KNAFU411BB5343622
23-000775-0497-TR-1	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101134446	SCG155	9BRB29BT6J2174569
23-000775-0497-TR-1	3-102-768509 SOCIEDAD DE	3102768509	BDB391	WMWZB3109CWL10633
23-000716-0497-TR-1	NORMA CAMPOS ARAYA	102920294	CL-105390	WELAG-512880
23-000716-0497-TR-1	BAC SAN JOSÉ LEASING SOCIEDAD	3101083308	BPP914	KPT20A1VVSJP163636
23-000369-0497-TR-1	BOŘIS SOTO MIRANDA	2-0473-0254	657419	WBAFB71046LX77636
23-000369-0497-TR-1	FRANCY SILENY GOMEZ MORA	6-0327-0186	SFS169	MALC281CAKM510499
23-000381-0497-TR-1	BRYAN ANDREY ZAMORA VALERIO	4-0215-0887	BPW879	MA3FB32S1J0B03479
23-000359-0497-TR-1	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A	3-101-134446	BRY047	MA6CG5CDXKT065279
23-000389-0497-TR-1	SELENA CRUZ CARRILLO	1-1641-0912	BLY498	JTDBT123820252935
23-000401-0497-TR-1	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3-101-083308	CL602283	ZFA250000M2S65508
23-000421-0497-TR-1	MARIO ALBERTO ARIAS CRUZ	7-0150-0001	MOT403278	LRPRPL202EA000089
23-000714-0497-TR-3	MICROBUSES RAPIDOS HEREDIANOS S.A	3-101-070526	HB004355	9532G82WOKR908107
23-000682-0497-TR-3	PEDRO ANTONIO RAMIREZ	BOGANTES 4-0118-0910	TSJ001245	3N1EB31S6ZK701250
23-000726-0497-TR-3	CREDI Q LEASING S.A	3-101-315660	BJT232	3G1J85CC5FS641848
23-000737-0497-TR-3	JORGE ENRIQUE CHINCHILLA ROJAS	1-0365-0151	MOT184957	LC6PCJB8X70805072
23-000753-0497-TR-3	PROMOTORA CARIBEÑA DE RICA S.A	COSTA 3-101-773445	BSR035	MALA841CBLM383517
23-000753-0497-TR-3	GUILLERMO MAURICIO CHACON	RAMIREZ 1-1152-0782	BSZ892	KMHCT4AE0CU160183
23-000749-0497-TR-3	INVERSIONES Y REPRESENTACIONES LAZOS BONILLA ILAL S.A	3-101-648137	BLF794	CY4ABU038823
23-000757-0497-TR-3	COMERCIOS DOMINIQUE GAEL S.A	3-101-714907	BFH893	MR2BT9F3901055443
23-000757-0497-TR-3	PLATAFORMAS OROZCO S.A	3-101-446401	CL225098	MMBJNKB408D024304
23-000543-0497-TR-1	MARTA EUGENIA GUEVARA	ELIZONDO 1-0715-0725	SKY225	94DFCUK13JB101485
23-000543-0497-TR-1	CASTILLOS DE ARENA S.A	3-101-445169	CL279530	MR0FZ29G5F2548263
22-000580-0497-TR-1	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3-101-083308	CL314771	JAANMR85HK7100537
22-000604-0497-TR-1	ROBERTO AYAK	PACHECO 8-0076-0442	BPM258	LGWED2A35JE611765
22-000604-0497-TR-1	LUIS FRANCISCO	MENDOZA 1-0785-0028	632328	KL1JD51636K336075
22-000604-0497-TR-1	ANDREA MILENA ROJAS MARIN	4-0193-0923	851884	1HGEJ8248VL042828

23-000769-0497-TR-3	CARLOS ARTURO SOLANO OROZCO	1-0693-0478	TH000599	KMHCH41VP6U671042
23-000773-0497-TR-3	GERARDO JOSE NUÑEZ DOMINGUEZ	CR122200795711	BQW487	MA3ZF63S2KA263235
23-000777-0497-TR-3	ALICIA DE JESUS ALFARO ALFARO	2-0373-0518	BGN168	LJ12EKP19F4600033
23-000785-0497-TR-3	JEANNINA ROJAS VILLEGAS	1-1189-0396	BRP852	KMHNCN46C96U055938
23-000794-0497-TR-3	COMERCIAL MACHAGO S.A	3-101-214630	BSK450	WMWRC33585TJ69774
23-000789-0497-TR-3	TRANSPORTES SOGONSA S.A	3-101-805687	C169930	1FUPCSEB9YDB42679
23-000813-0497-TR-3	KRIST GROUP LIMITADA	3-102-768008	BBP811	KMHNU81CDCU172897
23-000813-0497-TR-3	AUTO TRANSPORTES SANTA BARBARA LIMITADA	3-102-003000	HB002604	9BM3840738B581130
23-000821-0497-TR-3	FERNANDO JIMENEZ HIDALGO	1-0440-0795	193326	L146WLJ004470
23-000620-0497-TR-1	MAICOL ANDRE LOPEZ ALFARO	1-1012-0048	SKS393	MA3ZC62S9JAC11905
23-000620-0497-TR-1	GUISELLE MARIA RODRIGUEZ CAMPOS	4-0152-0279	722043	JN1BCAC11Z0009353
23-000628-0497-TR-1	CREDI Q LEASING S.A	3-101-315660	BVW874	MALB341CANM066220
23-000628-0497-TR-1	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3-101-083308	BVM972	KMHK281HFNU137143
23-000644-0497-TR-1	SOCIEDAD RENTACAR CENTROAMERICANA S.A	3-101-011098	BWB230	MHKAB1BA0NJ002171
23-000644-0497-TR-1	JIMY FERNANDO RODRIGUEZ ANDRADE	AW554970	MOT784436	MD2A21BX9NWH47046
23-000660-0497-TR-1	CLAUDIA LILIANA MONSALVE AMARILES	8-0105-0877	MOT699985	9F2A72007K2000325
23-000648-0497-TR-1	CONECTECR ELECTROMECHANICA S.A	HB 3-101-740351	CL336420	KNCSJZ74ABK571305
23-000648-0497-TR-1	CARLOS JOSE CORRALES VIQUEZ	4-0197-0458	BMS089	KMHJ2813AHU387463
23-000668-0497-TR-1	CASA MIL NOVECIENTOS Y OCHO S.A	NOVENTA 3-101-240678	537007	JTEHH20VX00269220
23-000668-0497-TR-1	YORLENY HERRERA ALFARO	2-0439-0453	C157067	1FUJAPBDX1PH03961
23-000672-0497-TR-1	SOCIEDAD RENTACAR CENTROAMERICANA S.A	3-101-011098	CL331469	JTFMAFAP6N8033971
23-000829-0497-TR-3	DAMARIS MONTERO SALAS	4-0126-0611	BDW575	2HGES16561H543232
23-000841-0497-TR-3	COOL JEAN CHARLES	EJ735035	844246	KNADC125446316928
23-000841-0497-TR-3	ASOCIACION CRUZ ROJA COSTARRICENSE	3-002-045433	CRC001601	JTFSK22P400017366
23-000857-0497-TR-3	MARCO VINICIO UMAÑA CAMPOS	4-0207-0901	BDX171	SHSRD78894U229811
23-000857-0497-TR-3	JOSE DAVID MOYA VALVERDE	1-1139-0505	BBB207	JTDBL42E209161705
23-000861-0497-TR-3	COCA COLA FEMSA DE COSTA RICA S.A	3-101-005212	BFQ981	MA3FB4A12D0451050
23-000865-0497-TR-3	KEVIN ANDRES MAYORGA JIMENEZ	1-1687-0013	NMC132	LGJE1FE29FM254188
23-000885-0497-TR-3	ANA CATALINA HERNANDEZ CORDERO	4-0194-0774	CL318597	MMM148MK7LH610651
23-000885-0497-TR-3	CREDI Q LEASING S.A	3-101-315660	FPC831	3G1MA5E57ML118807
23-000872-0497-TR-2	SOLANO CALDERON ROSA ELISA	110920299	MOT 776124	MD2A67MX5MCD82577
23-000872-0497-TR-2	BARQUERO CARMONA LIA	302040927	CPT100	988611458PK476334
23-000900-0497-TR-2	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL 485645	AFAFP5MP4KJB31299
23-000848-0497-TR-2	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	DE 4000042139	103 008997	JHHMCL3HXHK021172
23-000980-0497-TR-2	DELGADO CASTRO JORGE EDUARDO	401750217	552862	EL420155028
23-000856-0497-TR-2	QUINTANILLA SANCHEZ KIMBERLY PAOLA	402430517	MOT 802486	LZL20P100NHK40233
23-000856-0497-TR-2	NAVARRO AVALOS KATTIA JULIETH	109810997	BFM585	JS2YA21S9E6102435
23-000880-0497-TR-2	MORA MOYA IBETH	601140579	MOT 500566	LBMPCML37G1001316
23-000884-0497-TR-2	CONSTRUCCIONES SOCIEDAD ANONIMA GUACAMAYA	3101518295	850806	19XFA1550AE800012
23-000896-0497-TR-2	AGUIRRE CRUZ WILNER ANTONIO	155817766907	C 138272	JALE5B1U8N3001020
23-000896-0497-TR-2	TRANSPORTES LA FORTALEZA LIMITADA	3102067347	HB 003652	9532L82W9GR526838
23-000904-0497-TR-2	MONTERO HERNANDEZ FRANCISCO BRYAN	402130232	MOT 397113	LZSPCMLR7E5000965
23-000912-0497-TR-2	VEGA ULLOA ANDREA	205350798	MOT 563759	FR3PCK707GB000303
23-000948-0497-TR-2	TENORIO ASTORGA JOHANNA LILLIANA	113480206	BDG019	KL1MJ6C41DC004490
23-000980-0497-TR-2	DELGADO CASTRO JORGE EDUARDO	401750217	552862	EL420155028
23-001019-0497-TR-2	HERNANDEZ ARIAS VICTOR RAMON DE JESUS HUGO	105420364	MOT 636457	LBPKE1305J0122984

23-000932-0497-TR-2	KERUCH DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101267840	MPR044	KMHCT51BEFU187504
23-000952-0497-TR-2	DAVILA TRAÑA ZILA	205400803	716431	KMHCG45CX1U164493
23-000952-0497-TR-2	SANTAMARIA QUIROS MAURICIO	108780311	TSJ 003648	MR2BT9F30G1218037
23-000960-0497-TR-2	GUERRERO OSES FLORA ISABEL	204040452	C 174753	4V4M19RF02N326062
23-000964-0497-TR-2	3-101-771069 SOCIEDAD ANONIMA	3101771069	PKB033	3KPA241ABJE118329
23-000968-0497-TR-2	LOPEZ RAMIREZ EDWIN ALBERTO	107760460	TSJ 003965	KMHCG45C45U651002
23-000976-0497-TR-2	RUIZ HIDALGO RONALD GERARDO JESUS	105800965	MOT 544297	LXYJCNL04G0245879
23-000988-0497-TR-2	COTO SANCHEZ JOSUE DAVID	115400504	JCS236	MR2B29F33J1122980
23-001000-0497-TR-2	GOS SERVICIOS INTEGRALES XXI SOCIEDAD ANONIMA	3101323157	MOT 783984	LXYJCNL00N0131570
23-001011-0497-TR-2	CALDERON ARGUEDAS CARLOS MANUEL	206470975	TRM226	SJNFBAJ11GA442847
23-001055-0497-TR-2	BARTELS RODRIGUEZ FLORY MARIA DE LOS ANGELES	105910540	213385	JT2AE92E0K3275736
23-001063-0497-TR-2	UGALDE SALAZAR MARIA ELENA	105020189	BPX028	WBATR9109JLC54585
23-001063-0497-TR-2	GEC GRUPO EL CHELE SOCIEDAD ANONIMA	3101765187	BVQ288	3KPA341ABLE318710
23-000279-0497-TR-4	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BPT173	MMSVC41S4JR103725
23-000279-0497-TR-4	GONZALEZ ZELEDON XOTZIL MARIA	402000979	TYG160	KMHRB812BNU119609
23-000298-0497-TR-4	ANDRADE SANDOVAL KAREN VANESSA	112850529	652232	9BD15807664751717
23-000298-0497-TR-4	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL335182	MPATFS40JNT001591
23-000302-0497-TR-4	GUTIERREZ GONZALEZ EUGENIO GERARDO	204460676	791964	1NXBR12E1YZ320862
23-000306-0497-TR-4	RODRIGUEZ VINDAS GILDA	401140190	722146	JS2ZC11S585400645
23-000310-0497-TR-4	SALAS RUIZ JACQUELINE	108060219	651358	1N4AB41D5SC780334
23-000310-0497-TR-4	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BRX649	JTMZ43FV3KD003969
23-000334-0497-TR-4	MASTIFF ENTERPRISES SOCIEDAD ANONIMA	3101729180	BPP686	MA3FB32S2J0B04656
23-000334-0497-TR-4	SIGMA ALIMENTOS COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101039749	222444	JHFAF04H409000412
23-000346-0497-TR-4	GRUPO IMPORTACIONES AZPWR SOCIEDAD ANONIMA	3101784989	YPC231	MA3ZC62S6GA957010
23-000354-0497-TR-4	RODRIGUEZ ESTRADA MARIA NAZARETH	601990685	MFL163	MALC281CBGM045078
23-000354-0497-TR-4	BARQUERO MADRIGAL MARCELA EUGENIA	401680999	BBS804	JS2ZC82S3C6104114
23-000376-0497-TR-4	SOJO CALVO JUAN MANUEL	303460168	474249	KMHJF31JPNU269945
23-000376-0497-TR-4	TRANSPORTES UNIDOS LA CUATROCIENTOS SOCIEDAD ANONIMA	3101072996	HB002576	KL5UM52FE8K000105
23-000396-0497-TR-4	CASTRO SANDI VANESSA	107780436	BLB021	JTDBT4K31CL039682
23-000388-0497-TR-4	CASTELLON COTO MARIA DE LOS ANGELES	401080403	MMC587	3N1CN7AD5ZL085848
23-000388-0497-TR-4	MIRANDA RAMIREZ RICARDO	204840044	TH000768	MA3ZF62S5EA396531
23-000400-0497-TR-4	MONTIEL FERNANDEZ MARIA CRISTINA	900760472	MOT667794	LBPKE131XJ0130362
23-000631-0497-TR-4	HERRERA ROJAS ADRIAN FABRICIO	206560529	550778	VF32AKFWU4W061325
23-000631-0497-TR-4	ANC RENTING S.A.	3101672279	CL327882	JTFMAFAP9M8024874
23-000639-0497-TR-4	JARA HERRERA DANIELA MARIA	402290147	MOT771703	LZRL6F1L0M1000359
23-000647-0497-TR-4	ESPINOZA RIVERA RONALD	303350694	MOT542083	LXAPCM704HC000108
23-000647-0497-TR-4	GOMEZ PARADA MARTHA SUGEY	117001630600	BMX737	MALA841CBHM220984
23-000651-0497-TR-4	RODRIGUEZ SANCHEZ WILLIAM FELIPE	302470635	CB-001829	9BM3820693B319991
23-000675-0497-TR-4	ASOCIACIÓN CRUZ ROJA COSTARRICENSE	3002045433	CRC001241	JTFJK02P300008741
23-001077-0497-TR-1	MICROBUSES RÁPIDOS HEREDIANOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101070526	HB-3760	9532L82W0GR524489
23-000708-0497-TR-1	LUIS ALBERTO MORA HERRERA	601730313	BHX108	KMHCG41BP3U458542
23-000704-0497-TR-1	AUTOMOTRES J A C J ANÓNIMA	3101738473	893652	KMHDH41EBCU178961
23-000692-0497-TR-1	GENIE MARÍA CHAVES CHAVES	502730151	BPY176	TSMYD21S6KM460912
23-000731-0497-TR-1	ESTEBAN MAURICIO OCAMPO MEJIA	402300942	BRN386	TSMYE21S0KM518767
23-000712-0497-TR-1	MARÍA ISABEL MAYELA ALCAZAR QUESADA	401240542	BVF826	KMHCT4AEXEU665280

23-000712-0497-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	BRY384	MA6CH5CD3KT059465
23-000720-0497-TR-1	VIANNEY MATARRITA CALERO	203940917	BGD572	MA3ZF62S7FA465883
23-000735-0497-TR-1	MIGUEL ENRIQUE GARCÍA SEGURA	132000253618	BPS030	MA6CG6CD5JT000800
23-000735-0497-TR-1	TRANSPORTES UNIDOS LA CUATROCIENTOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101072996	HB-3583	LGLFD5A43GK200029
23-000779-0497-TR-1	C R G TOYS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101237976	879016	WAUZZZ8KXCN000132
23-000779-0497-TR-1	TRANSPORTES CAMINOS INTERNACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA	3101542092	C-172622	7C505263
23-000763-0497-TR-1	MOISÉS HERRERA VILLEGAS	401530944	TH-222	JTDBJ42EX0J007506
23-000763-0497-TR-1	JACQUELINE MIRANDA SALAZAR	502950572	BQP975	MMBSNA13AJH002296
23-000771-0497-TR-1	ETILMA DE PIEDADES CALDERÓN ALPIZAR	501570581	BDD677	KMHCG45C93U464089
23-000783-0497-TR-1	OSCAR SEGURA HERNÁNDEZ	204770934	SRM818	KMHST81CDEU270486
23-000807-0497-TR-1	KRIST GROUP LIMITADA	3102768008	BBP811	KMHNU81CDCU172897
23-000807-0497-TR-1	AUTO TRANSPORTES SANTA BARBARA LIMITADA	3102003000	HB-2604	9BM3840738B581130
23-000791-0497-TR-1	JORGE ANTONIO UMAÑA CHACÓN	401110388	TH-490	KNAFE222375333610
23-000815-0497-TR-1	VICTOR MANUEL PIEDRA ZÚÑIGA	104790061	TH-567	3N1CC1ADXJK190401
23-000733-0497-TR-3	JONATHAN JESUS ARAYA CARVAJAL	1-1270-0469	MOT751995	VBKJPC403MC052222
23-000897-0497-TR-3	JESSICA ERNESTINA PICADO OBREGON	CR155826753619	BRC933	KL8CA6S97DC589778
23-000897-0497-TR-3	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A	3-101-134446	BSV708	MA6CH5CD7LT015308
23-000905-0497-TR-3	POOL ANDRES MENA MORALES	1-0993-0880	TRD223	8AJHA3FS2J0511641
23-000913-0497-TR-3	GUSTAVO GONZALEZ QUIROS	1-1092-0387	JGQ162	9BD195A44H0759015
23-000925-0497-TR-3	ROCKY CLAVIJO CONSUEGRA	CR119200212620	690635	KMHCG45C83U485709
23-000937-0497-TR-3	CREDI Q INVERSIONES CR S.A	3-101-394506	BPK613	MALA851CBJM718511
23-000941-0497-TR-3	CESAR ANDRES ARIAS ZAMORA	1-1757-0470	CL331366	1N6BD0CT2EN719437
23-000949-0497-TR-3	DAVIVIENDA LEASING COSTA RICA S.A	3-101-692430	MOT803283	9C2ND1210PR750123
23-000957-0497-TR-3	JESSICA MARIA BONILLA CHAVES	4-0174-0584	BPW453	V75W1J007261
23-000957-0497-TR-3	3-101-639046 S.A	3-101-639046	BPB183	KNAJE55135K092362
23-000961-0497-TR-3	TRANSPORTES SOGONSA S.A	3-101-805687	C169930	1FUPCSEB9YDB42679
23-000969-0497-TR-3	ANA YADIRA QUIROS VILLALOBOS	1-0832-0713	HB002063	9BM3840734B372468
23-000969-0497-TR-3	J & F CONSULTORIA Y DISEÑO S.A	3-101-606703	BHX211	MA3FC42S6GA172803
23-000973-0497-TR-3	OSCAR SANCHO HERRERA	4-0165-0294	MOT639858	LALMD439XJ3003580
23-000993-0497-TR-3	GRUPO ACUZA BARVEÑA LIMITADA	3-102-068391	HB003281	51326
23-001009-0497-TR-3	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3-101-083308	CL332941	LZWCDA7NC825395
23-001016-0497-TR-3	MELVIN STANLEY VARGAS CASTILLO	1-1113-0826	STN069	SJNFBAJ11GA467246
23-001036-0497-TR-3	CREDI Q LEASING S.A	3-101-315660	BRG408	MALC281CBKM457309
23-001060-0497-TR-3	TOTAL LEASING FINCO SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3-102-790532	C175053	9BM958076LB144980
23-001060-0497-TR-3	JULIETH NATALIA AGUILAR CASTRO	1-1356-0869	BWB688	KMHJT81VDFU043399
23-001048-0497-TR-3	CREDI Q LEASING S.A	3-101-315660	BWM892	LBECBADB9NW166947
23-001048-0497-TR-3	NARETH NATASHA CASTRO DELGADO	1-1823-0955	C155545	2M2P296Y4NC013419
23-001040-0497-TR-3	JOSE ENRIQUE LORIA GARCIA	1-1620-0826	TTF357	KMHJB81BGNU036001
23-001071-0497-TR-3	MARCO VINICIO RODRIGUEZ GONZALEZ	1-1098-0485	MOT424473	LBPKE1801E0018331
23-001087-0497-TR-3	MERCEDES HERNANDEZ OSEGUEDA	8-0060-0677	BMC370	9FBHSR5BAHM377544
23-001087-0497-TR-3	3-101-790780 S.A	3-101-790780	FBV226	SALWA2FK3HA671768
23-001099-0497-TR-3	EMPRESAS ALEMA SQ S.A	3-101-256393	C152070	1FUFDZYB1WL774016
23-001056-0497-TR-3	SARA YESENIA MADRIZ VARGAS	1-0870-0172	309021	2T1AE91A8NC147567
23-001123-0497-TR-3	SALICETTI PANIAGUA PABLO URBINO DE LA TRINIDAD	9-0056-0085	CL138286	LN850139637
23-001123-0497-TR-3	CESAR MIRANDA QUESADA	4-0188-0546	PDD767	MALC381CBHM058506
23-001111-0497-TR-3	DARIANA VILLALOBOS VARGAS	2-0777-0384	BKZ729	KL1CM6CA4GC630290
23-001115-0497-TR-3	AIDA RAMOS BRENES	2-0328-0174	PYB584	MBHZF63S3PG274374
23-001131-0497-TR-3	ANDREA BEATRIZ ARGUEDAS CHACON	1-1036-0841	BQT571	KMHCU4AE8DU463422
23-001135-0497-TR-3	ELECTROINDUSTRIAL DEL CENTRO SOCIEDAD ANONIMA	3-101-559584	MMJ543	KNADNS12BF6433065
23-001139-0497-TR-3	MIGUEL ANGEL VARGAS SANCHEZ	4-0157-0141	BTH973	5NPDH4AE8DH425924
23-001143-0497-TR-3	TRANSPORTES YUMBO S.A	3-101-721709	C170303	1FUJA6CV35LN68544
23-001147-0497-TR-3	COOPERATIVA DE AUTOBUSEROS NACIONALES ASOCIADOS RL	3-004-045200	SJB12413	KL5UM52HEAK000170

23-001147-0497-TR-3	RONALD LEON CASCANTE	4-0158-0042	BMR154	JS3TE044894101144
23-001151-0497-TR-3	JOSE ANTONIO RODRIGUEZ VIQUEZ	4-0088-0797	776978	2CNBJ13C8X6930856
23-001151-0497-TR-3	ADRIAN BRAVO ALFARO	2-0477-0111	NHL052	MMSVC41SXJR103888
23-001155-0497-TR-3	ARRIENDA EXPRESS S.A	3101-664705	BWY536	MBHWBA3S6PG126270
23-000956-0497-TR-2	HERNANDEZ VARGAS TATIANA VANESSA	401910403	CL 425873	3N6CD31B6JK802322
23-000956-0497-TR-2	MICREDITO COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101745443	MOT 738988	LC6JCK4P6M0003761
23-000900-0497-TR-2	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL 485645	AFAFP5MP4KJB31299
23-001114-0497-TR-2	ICAIPA SOCIEDAD ANONIMA	3101148830	MYJ112	JN1TBNT32GW000279
23-001023-0497-TR-2	MONTERO CORDOBA ALEJANDRA VANESSA	401700647	455750	JT2EL46S2R0500826
23-001142-0497-TR-2	GOMEZ MOLINA BRENDA FABIOLA	117000717	573644	9BD17156152505690
23-001142-0497-TR-2	VELASQUEZ LOPEZ GUILLERMO EDUARDO	800720358	820379	1YVFP80C745N30225
23-001051-0497-TR-2	MORALES LUNA LEONARDO	115870665	BPW340	SXA117139180
23-001059-0497-TR-2	CORPORACION AUTOMOTORA M Y R INDEPENDIENTE SOCIEDAD ANONIMA	3101524177	BNH941	KMHCM41ABAU393357
23-001070-0497-TR-2	CAMPOS SALAZAR SUGHEY MARIA	112010306	DMR086	KNADN412BC6063402
23-001070-0497-TR-2	VEGA SALAZAR STIVEN JOSE	402240972	D 000598	JN1CNUD22Z0006891
23-001086-0497-TR-2	INNOVA TRANS LOGIC SOCIEDAD ANONIMA	3101804081	SJB 010833	JTFSK22P700002957
23-001086-0497-TR-2	CORRALES FUENTES JORGE ANDRES	113410870	779062	JMYLYV97W8J001501
23-001090-0497-TR-2	ULATE MURILLO CESAR	110460334	MOT 394042	LYDTCK502E1200469
23-001098-0497-TR-2	KOPPER TRANSPORT LINE SOCIEDAD ANONIMA	3101013403	C 164520	YH312821
23-001110-0497-TR-2	COSTA RICA EARTH AIRPORT SHUTTLE SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102789063	AB 007748	JTFJK02P8H5012380
23-001110-0497-TR-2	CONSTRUCTORA MECO SOCIEDAD ANONIMA	3101035078	C 173458	1M2GR3HC6LM001134
23-001118-0497-TR-2	CONSTRUCTORA MECO SOCIEDAD ANONIMA	3101035078	C 162365	1M2AX18C4EM026374
23-001118-0497-TR-2	AUTOTRANSPORTES CAMBRONERO ALFARO SOCIEDAD ANONIMA	3101046095	AB 006888	9BM384074BB744350
23-001122-0497-TR-2	ULLOA MATA DAVID	111120580	MOT 290862	LXMPJCJE5A0002654
23-000934-0494-TR-2	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	HFT343	KNAB2512AJT197159
23-001126-0497-TR-2	LANCO & HARRIS MANUFACTURING CORPORATION SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102202548	C 165847	724084
23-001138-0497-TR-2	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BWZ288	LSGEN53A5PD000141
23-001138-0497-TR-2	VEGA MORA RICARDO ALBERTO	109630251	393808	PC732031
23-001150-0497-TR-2	BOGARIN FONSECA MELBA LILLIANA	107470418	BPL394	KMHCT41DAHU247668
23-001158-0497-TR-2	PORRAS MEZA RAFAEL BERNAL	206720980	BFF410	1HGEM21241L035423
23-001160-0497-TR-2	SOTO QUIROS ANGELICA MARIA	106550255	BHG779	JTDBT1236Y0037305
23-001160-0497-TR-2	QUIROS VARGAS NANCY JUDITH	112330362	BBS027	JHLRM3830CC200834
23-001164-0497-TR-2	CONSTRUCTORA MECO SOCIEDAD ANONIMA	3101035078	CL 295280	MNTVCGD40Z0602788
23-001164-0497-TR-2	ROMERO GARCIA LUIS MANUEL	155825266803	MOT 599416	9F2A71253H2002178
JUZGADO DE TRANSITO DE SANTO DOMINGO DE HEREDIA				
N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000473-1756-TR	DANISSA SOCIEDAD ANONIMA	3101083067	BLT356	JN1TBNT32HW000432
22-000665-1756-TR	SOLANO ZUÑIGA ALCIDES	103940417	602269	CT141-0007689
22-000415-1756-TR	SEGURA JIMENEZ OLGER GERARDO	204310154	BSR738	KMJWA37HACU414553
22-000034-1756-TR	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	4000042139	103-5917	MR0FZ22G301156356
23-000009-1756-TR	CR QSDMD SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102775251	BRM654	KMHCU4AE1CU267000
23-000025-1756-TR	C R COMBUSTIBLES SOCIEDAD ANONIMA	3101270433	C141783	2HSFHAMR5WC044828

23-000025-1756-TR	DISTRIBUIDORA CUMMINS 3102395241 CENTROAMERICA COSTA RICA SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	CL315400	9BWBK45U2KP034575
23-000005-1756-TR	LUIS ALBERTO LOPEZ BRENES 109030409	317794	1NXAE91A5NZ372026
22-000674-1756-TR	VALVERDE NUÑEZ ALEXIS 103960720	MOT--736564	LLCLPJCA1ME100077
23-000001-1756-TR	BICSA LEASING SOCIEDAD ANONIMA 3101767212	CL--333303	KMFYFX71ANU042833
23-000022-1756-TR	MARIN VASQUEZ MANFRED ADOLFO 115570452	BMR487	MA3ZC62S7JAC12132
23-000037-1756-TR	INVERSIONES SANRIVER SOCIEDAD 3101317603 ANONIMA	EE 031482	CAT0140HH5HM02399
23-000037-1756-TR	ROETE DE CURRIDABAT SOCIEDAD 3101149508 ANONIMA	BPX740	LSJA24W94HS010461
23-000049-1756-TR	RETANA MARCA COMERCIAL 3101672033 SOCIEDAD ANONIMA	RMC813	KNAFX411BG5569742
23-000057-1756-TR	LOAIZA SANCHEZ DULCE MARIA 118110433	brq011	LVVDB11B3KE006310
23-000058-1756-TR	QUIROS MARTINEZ FABIOLA DE LOS 402480621 ANGELES	118917	EE97-0001127
23-000063-1756-TR	VARGAS QUIROS JAVIER 106990840	107498	AL25-0242165
23-000074-1756-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA 3101083308	CL306952	LZWCCAGA6JE305626
23-000074-1756-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA 3101083308	CL337661	JAANMR85EP7100039
23-000084-1756-TR	MAYELA PATRICIA DE JESUS 401390554	BPZ261	5NPDH4AE8DH212312
23-000084-1756-TR	MIGUEL ESTEBAN MADRIGAL 109200649 SALAZAR	C174609	JHHZCL2F8MK014270
22-000648-1756-TR	SANTANA BALDARES GUSTAVO 108780238 ADOLFO	875276	VF1LZBC2TUC243955
23-000076-1756-TR	ESQUIVEL MATAMOROS MARIA DEL 401170085 ROSARIO	829047	2HGEJ112XSH580561
23-000046-1756-TR	UGALDE JIMENEZ STEPHANIE 113850551	CL--301148	LZWCCAGA5HE008695
23-000090-1756-TR	DELGADO BARQUERO JONATHAN 401790757 JESUS	TH--000190	JTDBT923871024966
23-000095-1756-TR	HERNANDEZ PRENDAS WILBER 602010098 GERARDO	MOT761823	MD2A21BX3MWG48155
22-000142-1756-TR	DISTRIBUIDORA GAITAN G & A 3101464460 SOCIEDAD ANONIMA	CL--338784	MPATFR86JGT000347
22-000142-1756-TR	MENDOZA OCON CARLA PATRICIA 801040166	MOT--730017	9F2A71504L2000187
22-000159-1756-TR	UBAC ZUNIAGA JOSE JAVIER 129152022	BSY367	KMHCT4AE2GU114599
22-000282-1756-TR	MICROBUSES RAPIDOS HEREDIANOS 3101070526 SOCIEDAD ANONIMA	HB--004143	9532L82W7JR808824
22-000316-1756-TR	LOGISTICAS SINCRONIZADAS N.G.A 3101537166 SOCIEDAD ANONIMA	C--155499	2FUYYDDYB5VA749689
23-000072-1756-TR	RAMIREZ AZOFEIFA XINIA MARIA DE 401420057 LOS ANGELES	791554	JS3TE01V8P4100876
23-000072-1756-TR	PEREZ CHAVARRIA GABRIELA 111690977	BCS047	1NXBR32E84Z317365
23-000093-1756-TR	ACEVEDO ARIAS STEPHANIE 111110282	STF020	KMHDH41EAEU043607
23-000093-1756-TR	IROLA AMADOR MICHAEL VINICIO 304630409	530907	W0LXC63M334072930
23-000087-1756-TR	CAMPOS SANCHEZ DAVID ALONSO 113060263	BBF631	KMHCT41DACU056481
23-000087-1756-TR	FALLAS MAS LUIS DIEGO 108610531	MDT915	19XFB2550FE500863
23-000096-1756-TR	CHACON BENAVIDES CESAR 109760291 ESTEBAN	TH 000716	KMHCM41AP7U158388
23-000088-1756-TR	ESTRUCTURAS DE ALUMINIO Y 3101391685 VIDRIOS JIREH SOCIEDAD ANONIMA	RLR249	KL1FC6E68FB083103
23-000056-1756-TR	null LEASING Y RENTALCAR M&T 3101802718 SOCIEDAD ANONIMA	NYL125	MRHGM6660GP020073
23-000079-1756-TR	MICROBUSES RAPIDOS HEREDIANOS 3101070526 SOCIEDAD ANONIMA	HB-003760	9532L82W0GR524489
23-000079-1756-TR	MORALES VASQUEZ MARIA 104290528 MERCEDES	TVM526	3N1CK3CS8FL211029
23-000091-1756-TR	TANIA REBECA HERRERA PINEDA 207260399	GSM266	MALA841CAJM303119
23-000091-1756-TR	JOSE ANTONIO VARGAS AGUILAR 111450573	CL 274843	ZFA263000C9166598
23-000100-1756-TR	VINDAS QUESADA SEBASTIAN 118530378	MOT--058040	34X000973

23-000065-1756-TR	OREAMUNO SALAZAR DAVID	115460074	MOT--781185	ME4KC207GMA000900
	STEVEN			
23-000099-1756-TR	CRUZ VILLALOBOS RANDALL	110660444	FCN103	3N1AB7AD8HL603398
23-000111-1756-TR	RITA MARIA DE LOS ANGELES	107350914	BLK068	JHLRD1869WC057513
23-000111-1756-TR	ILCIAS ESTRADA ARIAS	202400164	BGM557	KMHCT41DAEU665849
23-000118-1756-TR	TRANSPORTES PASVI SOCIEDAD ANONIMA	3101338288	C133331	1FUYYDCXB6SP628289
23-000110-1756-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R L	3004045002	C 148008	3HTWGADR78N661115
23-000101-1756-TR	CAROLINA CHAVES ALFARO	205370676	737259	1HGEG8556PL025922

Juzgado Contravencional y de Menor Cuantía de Coto Brus

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000024-1443-TR	RUIZ RAMIREZ KEYLOR MIGUEL	7-0165-0260	CL-239773	J47001908

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTIA DE LOS CHILES

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000050-1505-TR	BRIAN GAMBOA PORRAS	207030079	147245	DSNC61AMU02622
23-000002-1505-TR	AUTOBUSES CHILSACA S.A.	3101055460	LB001250	9BM3840735B433832
23-000014-1505-TR	ELVIN PASTOR JIMENEZ JAIME	206520482	BDR737	KMJRD37FPPU082141

Juzgado Contravencional de Jiménez

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000050-1464TR	COOPERATIVA DE TRANSPORTISTAS	3004061997	CB3136	KL5UT65PEJK000004

Juzgado C.M.C de La Fortuna, San Carlos

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000068-1515-TR	RODRIGUEZ CASTRO CARLOS ENRIQUE	206950360	420279	KMHVD32J1NU181946
23-000047-1515-TR	ARRENDADORA CAFSA SOCIEDAD ANONIMA	3101286181	CL 322542	MR0EB8CB1L0921774

JUZGADO DE TRANSITO PUERTO JIMÉNEZ

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000001-1336-TR	ALEXANDER DE JESÚS ARIAS CORDERO	702110552	MOT 616685	LAPPCJ732J0900462
23-000017-1464-TR	Carlos Alejandro Cedeño Quesada	303700275	512866	JTDBZ21E900016718
23-000016-1464-TR	Walter Camacho Alfaro	303250878	512866	1FUYYDCYB3KH370032

Juzgado Contravencional de Osa

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000117-1425-TR-1	JENNIFER ANNE ZELINSKI	488387470	780810	JTEAK29J100003488

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y MENOR CUANTÍA ZARCERO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000018-1495-TR	ASOCIACIÓN CRUZ ROJA COSTARRICENSE	3002045433	CRC001400	JN1VG4E2520780511
23-000028-1495-TR	MULTISERVICIOS EMPRESARIALES Y LOGISTICOS OCHENTA Y OCHO YAV SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102772727	C 171263	1FUJA6CV85LV01163
23-000023-1495-TR	3-101-764633 SOCIEDAD ANONIMA	3101764633	BRV310	KM8JT3AB9BU198906

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE MENOR CUANTIA DE GARABITO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000481-1598-TR	JOSE RODOLFO PERAZA ESPINOZA	604630090	MOT771246	MD2A92CXXMCD51286
23-000132-1598-TR	WILSON GARRO ARIAS	111070095	CL173688	JAANKR66LY7100400
23-000127-1598-TR	WALTER RAY STELL	588524430	BRY405	JTDBT903371079330
23-000123-1598-TR	STANLEY TAYLOR ELIZABETH	557323950	BTS489	KMHJT81VBEU763921
23-000141-1598-TR	ISAYDA REBECA GARCIA LUNA	801040428	BQR786	JTDBT123910172347
22-000336-1598-TR	IVANNIA RIOS PEREZ	207250473	BWJ226	LVVDB11B7PE000212
23-000149-1598-TR	HAROLD BLANCO REAL	155832233507	815953	KMHCG45G0YU063041
23-000149-1598-TR	SANJOCAR S.S	3101735135	BVX588	KNAPM81ADN7004871
23-000153-1598-TR	CENTRIZ COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101036194	BVY195	MR2B29F30N1235405

23-000153-1598-TR	CORDERO AGUILAR MEILYN	111220053	NCL970	WBAXX1105F0F80983
23-000170-1598-TR	DANISSA CREDIT S.A	3101083067	829809	WAUZZZ4LXBD000554
23-000170-1598-TR	GERMAN BERMUDEZ NUÑEZ	603290557	MOT793640	LC6PCJG97P0002592

JUZGADO DE TRÁNSITO SARAPIQUÍ

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000370-1341-TR	CENTRIZ COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101036194	CL330998	8AJDB3CD7N1317074
22-000370-1341-TR	MARIA FERNANDA ALFARO SOTO	114200680	341482	EL310436757
22-000399-1341-TR	GILBERTO SEQUEIRA LIZANO	155816638501	CL157895	FE635EA13470
22-000311-1341-TR	HEINER JESUS BRENES ABARCA	304170324	BGP790	KMHCG51FP1U102098
22-000412-1341-TR	KEVIN ALONSO PALACIOS BELTRAN	118180116	428372	MC738584
22-000120-1341-TR	EFRAIN DE LOS ANGELES GUADAMUZ ARIAS	204250020	MOT 622024	LAPPCJ734J0901595
22-000418-1341-TR	KIMBERLY MELISSA VARGAS LARA	116750731	638700	VF7GJWJYB93282935
22-000418-1341-TR	VEHICULOS INTERNACIONALES VEINSA SOCIEDAD ANONIMA	3101025416	CL 437908	MMBJYKL30HH003495
22-000407-1341-TR	TENORIO CHACON MARIA PAULA	115250072	732498	KNAJC521885786729
22-000163-1341-TR	JORGE DANIEL VARGAS ROJAS	701930811	MOT 318101	LC6PCJD55B0800888
22-000416-1341-TR	ESTEBAN ALBERTO ZUÑIGA ALFARO	206490448	743556	PC730913
22-000448-1341-TR	DEYBER FABRICIO DURAN NAVARRO	304830485	BKH304	JTFSK22PX00019378
22-000400-1341-TR	DOMINGO ENRIQUE MARTINEZ MARTINEZ	602160706	598064	PC772559
22-000400-1341-TR	RICARDO JOSE JAEN CAMPOS	401550003	TH157	KMHCN41CP6U084108
22-000451-1341-TR	MARIO VINDAS AZOFEIFA	900530088	C18273	4900022286
22-000454-1341-TR	LINEA DE ACCIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA	3101083308	CL327434	LZWCDA1NC802761
22-000454-1341-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101108346	CL 559747	3N6CD31BXNK803446
22-000460-1341-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BQF097	MPAUCS85GHT002078
22-000447-1341-TR	IMPROSA SERVICIOS INTERNACIONALES SOCIEDAD ANONIMA	3101289909	CL325524	JAANMR85EM7100006
22-000216-1341-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BNS525	MA3ZC62S8JAC37900
22-000459-1341-TR	ALEXIS GONZALEZ SANDOVAL	900960280	MOT133298	9C2JD20105R520097
22-000419-1341-TR	EDER DE LOS ANGELES JIMENEZ OBANDO	701950386	690560	1HGEJ8148YL041443
23-000036-1341-TR	TRANSPORTES HIDALCHI SOCIEDAD ANONIMA	3101242708	C173441	3AKJGLD58FSGG5092
23-000042-1341-TR	ATI CAPITAL SOLUCIONS SOCIEDAD ANONIMA	3101276037	BQW096	KPTA0B18SJP262425
23-000004-1341-TR	AEROFUMIGACION Y COMERCIALIZACION AGRICOLA AFCA S.A.	3101010505	C171529	JHDFG1JPUJXX20511
23-000019-1341-TR	JOURDAN MATTHIEU FREDERIC MARIE GUY	125000074434	CL289808	MR0FZ29G402530117
23-000034-1341-TR	CARLOS ANTONIO CASCANTE VARGAS	401620929	544721	KMJRD37FPVU352210
23-000062-1341-TR	CONSEJO NACIONAL DE PRODUCCIÓN	4000042146	1001012	JN1CJUD22Z0743661
23-000060-1341-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3101083308	C168187	3HTWGAZTXJN632475
23-000060-1341-TR	DANILO RETANA MORA	104890640	BTP570	KMJRD37FPYU461831
23-000058-1341-TR	CRISTIAN GIOVANNI GUILLEN VASQUEZ	3030050635	MOT413229	LC6PCJB86E0006239
23-000083-1341-TR	RENTA DE AUTOMOVILES EL INDIOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101044294	BTK960	MR2B29F37L1189701
23-000083-1341-TR	ALEXIS OROZCO SALAZAR	601590930	TH 000731	KMHCN46C28U180895
23-000071-1341-TR	Christian Alfredo Aguilar Azofeifa	114410495	MOT558632	9C2MD28918R100226
23-000087-1341-TR	T T Tricolor Carrental Sociedad Anonima	3101105093	BBB911	3N1CC1AD2ZK125859
23-000101-1341-TR	ALEXANDER CASTRO VALVERDE	206070803	409027	KMHVA21NPSU093704

22-000513-1341-TR	MICHAEL MAURICIO GOMEZ PORRAS	206730648	MOT606707	LV7MNZ409HA018341
23-000103-1341-TR	COOPERATIVA AGROINDUSTRIAL Y SERVICIOS MULTIPLES DE LA VICTORIA HORQUETAS DE SARAPIQUI R L	3004719997	CL314341	MR0EB8CD9K3200021

JUZGADO DE TRANSITO DE CARTAGO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
230008040496TR	DAVID BRENES CARRANZA	118200620	744005	3N1AB41D3TL015366
230008040496TR	ROBERTO ZUÑIGA VEGA	302950942	CL033286	V2403158
230006100496TR	VILMA ECHANDI SOTO	201640008	626903	JHLRD68406C201367
230006200496TR	LAURA MORAGA VARGAS	113260616	MOT713823	LZL20Y200LHB40119
230006300496TR	DIEGO ARROYO RODRIGUEZ	110670445	SYL163	WBA3A5101CFZ99622
2200050080496TR	JUAN CASTRO DÍAZ	302550569	524697	2CNBJ1868T6924911
230005220496TR	NATALIA CALDERON CASTRO	304580774	MYM898	LS5A3DBE4HA955267
230005710496TR	SONIA BORBON MONGE	106460022	BNR803	JTDBT923484005167
230004750496TR	MARIA CASTILLO QUIROS	110680238	BVX664	JTDBT123520225904
230004710496TR	ANA MORALES SANABRIA	303060834	536142	EL420422881
230004710496TR	MARTIZA SALAS HERNANDEZ	302780820	710845	SXA167012483
230005060496-TR	TOMAS PANAMEÑO JIMENEZ	118110572	CL188606	8AFER13F63J270682
23-000504-0496-TR	ELENA VALVERDE JIMENEZ	109750418	BSC108	5YFBURHE1GP473844
23-000504-0496-TR	ERLING SOLIS FAJARDO	155826696236	MOT654287	9F2A7125XJ2000885
23-000520-0496-TR	JEAN CARLOS BARQUERO BRENES	304240628	MOT-670258	LBMP CML32K1000387
23-000024-0496-TR	ALEXANDER MORA BEITA	602640025	BQK388	KMHNC36C97U032185
23-000606-0496-TR	AGNES CASTRO BARBOZA	106160726	BCM787	KMHD351EADU013589
23-000500-0496-TR	ADRIANA ALVAREZ ASENJO	303950527	863423	JMYXTGA2WBZ001963
23-000510-0496-TR	MANUELA ANGULO SOSA	116430650	BRC372	KMHCS41UBFU741164
23-000704-0496-TR	XINIA CAMPOS MURILLO	108220779	C157516	2FUYPDSEB5WA903652
23-000499-0496-TR	PAULA MARTINEZ PICADO	303540198	VLC111	KMHJT81BBCU541417
23-000597-0496-TR	DIEGO SANCHEZ CARVAJAL	111990133	723656	JS2ZC11S785401344
23-000597-0496-TR	MANUEL BARBOZA UMAÑA	106740725	C131381	CLE87K55147
23-000595-0496-TR	ANDREY CALDERON ORTIZ	110150581	691015	2C1MR2260S6737596
23-000591-0496-TR	MARÍA BONILLA GOMEZ	302960465	BCC585	JTEHH20V220172435
23-000028-0496-TR	MARY PEREZ ALFARO	304360104	BWZ652	3VWJP6BU2NM017564
23-000922-0496-TR	ADRIANA CALDERÓN ELIZONDO	111560937	FXM018	LFP83ACC1G1K01030
230005150496TR	YECKSON CASTILLO ARGUEDAS	603100514	JDC007	KNAPB81AAG7852351
230005270496TR	HECTOR STEVEN VALERIN SANCHEZ	303660839	TC000652	MR0FZ29G401650795
230005380496TR	EDDY EMILIO FALLAS FONSECA	108200354	C161755	1M1AE06Y11W011252
230005380496TR	JENNY EUGENIA DE LOS ANGELES SAENZ QUESADA	401360730	CL281829	6FPPXXMJ2PEU02491
230005600496TR	ANA LUCIA DE LOS ANGELES GOMEZ GUILLEN	302430145	BTN009	3N1CC1AD3ZK254127
230006730496TR	RITA SANCHEZ MIJARES	186202461133	JSK978	MALAN51CADM214852
230006830496TR	YIRLANIA NAVARRO VALVERDE	603210036	619444	KM8SC83D61U007568
230006890496TR	JUAN SABORIO QUIROS	302540288	471470	2CNBE18UXR6912223
230006950496TR	YIRLANIA GUEVARA PEREZ	504150558	BVL964	LVVDB11B5NE005731
23-000704-0496-TR	KEVIN MUNGUIA CAMPOS	117830336	662507	3VWSD69M61M171871
23-000111-0496-TR	KEINER ADRIÁN ROJAS VARELA	303440972	BLZ490	MA3FC42S6HA329571
23-000456-0496-TR	ELSA ELENA ANTONIA ÁLVAREZ ZAMORA	105860473	SRT004	5XYKT4A60CG252596
23-000313-0496-TR	CARLOS FRANCISCO MÉNDEZ SANABRIA	109450846	CL 249136	MR0FZ29GX01594040
23-000121-0496-TR	JOHN CHARLES BUECHE	517310312	CL263401	XC310820
230007120496TR	MILAGRO SANDOVAL SOLANO	900700848	145861	DL047WLJ400179

230007220496TR	MARIO ROJAS GONZALEZ	110230329	426482	KMHCH41GPYU137928
230007220496TR	ISMAEL ALFARO PICADO	205530910	C159590	1FUVDSEB9VP813194
230006510496TR	JOSE VALVERDE PORRAS	106910539	665059	JTEHH20VX10082318
230006590496TR	MELVIN SANDOVAL QUIRÓS	304770328	CL 412645	MMM148FK9GH639202
230006780496TR	ESTEBAN CARVAJAL RODRIGUEZ	402510359	BXJ277	KNAPC813BCK346502
230006840496TR	LUIS FONSECA SOLANO	301730524	828223	RC849664
230006840496TR	SEYDI MORALES MIRANDA	109880663	BHN330	KMHST81CCFU436664
230006860496TR	LINDSAY ARAYA SANCHEZ	118170419	FMR106	3NICC1C9ZK127220
230006900496TR	WINSTON SABORIO ANGULO	305500864	439471	JN1CFAN16Z0013048
230007370496TR	SHAROL LEAL VILLALOBOS	110920326	DLV812	KNADN512AE6936026
230007510496TR	RICHARD ZAMORA SUAREZ	702600502	75769	NO INDICA
230007550496TR	LUIS ADOLFO ALFARO SABORIO	206020775	BBJ627	JTDBT92330L013562
230007630496TR	JOSÉ DANIEL RIVERA QUIRÓS	304670420	728492	1NXBR32EX3Z137268
230007630496TR	JULIO ANDRES GONZALEZ MONGE	114060416	TC 000636	JTDBJ21E704012313
220050550496TR	DANIEL GERARDO CASTRO CAMPOS	205610224	CL 113492	FE434EA43520
230007660496TR	VICTOR PEÑA ULLOA	301090680	349149	KMHVF22J0RU974844
230007680496TR	OSCAR MIRANDA AGUERO	602010738	CL 130870	1N6ND01S7GC336857
230007680496TR	RAFAEL AMADOR AGUERO	302760205	MOT 553879	LWBMC4697H1102901
230008450496TR	KATTIA ROJAS MENA	304300786	BWJ321	KMHRB812BNU169796
220051650496TR	MARCELA PORRAS DELGADO	109300544	761616	JTDBT1230Y0058358
220044840496TR	TRIANA ARIAS BALDI	305020955	C 603445	1C6RRFFG5NN256611
230005650496TR	HECTOR TENCIO VASQUEZ	305000898	526964	AE923205431
230005650496TR	MELVIN MATA SOLANO	304480323	C 024482	R685ST37259
230005650496TR	ELIECER ROMERO PADILLA	303280322	350316	KMHLD21J0JU233872
230005390496TR	ISAURA NAVARRO BRENES	303380891	394859	JMYLNH76WYY000246
230005390496TR	MARCELA MORA CHAVARRIA	109280841	CL 252290	MNTVCUD40Z0029778
230005530496TR	RAFAEL SEGURA GONZALEZ	303970059	MOT 726444	LZL20P109MHF40533
220048610496TR	GERSON GONZALEZ CONDEGA	208400137	BWX955	LVVDB21B5PD032636
220051700496TR	WILSON MOYA VALVERDE	304120357	MOT 172742	LBPKE104170040427
230005780496TR	EDWIN JIMÉNEZ GARITA	111920153	901227	KMJRD37FPRU078299
230005610496TR	CARLOS DUARTE BRICEÑO	105860381	763662	KMHVF14N6TU225225
220049810496TR	WENDY BONILLA DIAZ	114520383	WBD116	MMSVC41S0HR101691
220051140496TR	NORMAN JIMENEZ RETANA	204770320	MOT--772859	LCEPDNL55N6000054
230005330496TR	TRANSPORTES HIGAPI SOCIEDAD ANONIMA	3101085681	SJB013660	KMJHG17BPDC056307
230005600496TR	TRANSPORTES HERMANOS OTTO Y ELADIO LEIVA CAMPOS SOCIEDAD ANONIMA	3101201624	CB002189	9BM3840738B535314
230006180496TR	ARYCA DEL CARIBE S.A	3101186439	C157703	1M1AE07YXXW001133
230006180496TR	UNIVERSIDAD DE LAS AMERICAS UDLA	3012829762	LTN001	1HGRW5830JL502667
230006220496TR	BAC SAN JOSÉ LEASING	3101083308	CL--302793	LS4ASB3E5HG801643
230004790496TR	CROMA LOGIC S.A	3101496085	CL--259608	KMFWBX7HACU396031
230004790496TR	CREDI Q LEASING S.A	3101315660	CL332972	LZWCDAGA8NC825924
230004690496TR	AUTO TRANSPORTES EL GUARCO S.A	3101069418	SJB012270	KL5UM52FE9K000162
23-000520-0496-TR	BELLOS JARDINES SABANILLA S.A	3101426462	CL177455	V118-14736
23-000510-0496-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING	3101083308	BVM596	MA3JB74V2M0100200
22-002687-0496-TR	IMPORTADORA Y DISTRIBUIDORA CUATRO S.A	3101750148	CL071564	NO.....CONSTA
23-000473-0496-TR	ARRENDADORA DESIFYN S.A	3101538448	MOT760742	VBKJPC402MC073062
23-000589-0496-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A	3101134446	NCC015	MA6CG6CD3JT000455
23-000567-0496-TR	TRANSPORTES PUBLICOS LA UNIÓN S.A	3101054127	SJB016306	LL3AJCDH0HA000002
23-000602-0496-TR	AUTO TRANSPORTES LUMACA S.A	3101280236	CB003191	LA6A1M2M8JB400649
22-005310-0496-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING	3101083308	CB003090	9BM634011HB048207

23-000028-0496-TR	CRISTAL SERVICIOS YUSVI S.A	3101672942	CL246564	KNCSHX71AA7434089
23-000791-0496-TR	ARRENDADORA CAFSA S.A	3101286181	CL318275	JTFMAHAP6L8006441
230006730496TR	CREDI Q LEASING S.A	3101315660	BWZ248	KMHJB81BGPU151977
230006890496TR	AUTOTRANSPORTES LUMACA S.A	3101280236	CB--002827	LKLR1LSM7GB670333
230006950496TR	AUTO MERCADO S.A	3101007186	C--171154	9BM958076KB110942
230006970496TR	ARRENDADORA CAFSA S.A	3101286181	CL--323203	JHHACJ4F1LK504739
220016400496TR	DISLOBOMA SOCIEDAD ANONIMA	3101065803	MOT 332530	LWBPCJ1F5C1019050
220046130496TR	ARRENDADORA CAFSA SOCIEDAD ANONIMA	3101286181	BWS786	8AJDA3FS2N0504550
23-000456-0496-TR	TRANSPORTES PÚBLICOS LA UNIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA	3101054127	SJB016310	LL3AJCDH3HA000009
22-003923-0496-TR	DECORAPLANT SOCIEDAD ANÓNIMA	3101028836	CL277471	JAA1KR55HE7100229
23-000501-0496-TR	MIFAJI SOCIEDAD ANÓNIMA	3101629928	850692	JTDBT923501391698
230007100496TR	TRANSPORTES OROSI SIGLO XXI S.A	3101114178	C--162472	1M2AA18Y0YW119947
230007000496TR	JOSELYN MORALES HIDALGO	115740941	648990	JHMEG8553PS020888
230009220496TR	LUIS CARLOS RUIZ MARTINEZ	155803662428	556343	2CNBJ18U4P6912405
230006510496TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	CL 331919	MPATFS40JNT001712
230006650496TR	DAVIVIENDA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101692430	CL 323756	LJ11KAAC1M11011184
230006660496TR	BAC SAN JOSÉ LEASING SA	3101083308	CL 329917	JAA1KR77EN7100041
230006740496TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SA	3101134446	BPP515	MALC281CBJM327935
230006760496TR	CONSTRUCTORA HERNÁN SOLIS SOCIEDAD RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102008555	C 172360	1M2AX18C7JM041283
230006780496TR	DANISSA SOCIEDAD ANONIMA	3101083067	DMR005	3NICN8AE9ML802405
230006800496TR	TRANSPORTES OROSI SIGLO XXI SOCIEDAD ANONIMA	3101114178	C 148193	1M2AG12C83M003878
230006880496TR	CONCENTRADOS APM SOCIEDAD ANÓNIMA	3101605604	C 160500	1FV6H6BA8YHG04136
230006900496TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BNC660	MA6CH6CD0HT000727
230006920496TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	DJS000	93CEC76C8MB210384
230006920496TR	IMPORTATION & TRUCK SERVICE BLACK DOG SOCIEDAD ANÓNIMA	3101727037	C 134397	1FUVDSEB7SH612724
230007410496TR	RENTA CAMIONES EL MUÑECO AZUL SOCIEDAD RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102848490	C 158687	JHFYJ22H50K003517
230007410496TR	INVERSIONES HERMANOS ALPIZAR SOCIEDAD ANÓNIMA	3101394436	HB 001774	JTGFB518201002707
230005370496TR	AUTO TRANSPORTES LUMACA SA	3101280236	CB 003198	LA6A1M2MXJB400653
230005370496TR	RA-NEWABLES SRL	3102661100	NRG555	1GYEK63N75R209954
220050410496TR	PHILIP MORRIS COSTA RICA SA	3101007716	CL 335304	JTFMAFAP6P8043435
230005780496TR	AUTO TRANSPORTES LUMACA SA	3101280236	CB 003191	LA6A1M2M8JB400649
230005610496TR	AUTOMOTORS JACJ SA	3101738473	BRM159	LGXCG6DF7K0000500
230005740496TR	AUTO TRANSPORTES LUMACA SA	3101280236	CB 002981	WMARR8ZZ7GC021646
230001080496TR	SHIPPING AND MOVING DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102809950	MOT--741493	LWBKA0290M1400373
23-000104-0496-TR	VEHICULOS INTERNACIONALES VEINSA S.A	3101025416	BJR634	JMYXTGF3WGWZ001881

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE CAÑAS

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000029-1752-TR	SANDOVAL CHAVARRIA ANDRES	JOSE 1-1501-0114	BVR429	MALB341CBNM077442
23-000031-1752-TR	ARGUELLO ARANA ABRAHAM	155801296802	CL-116113	LN1110001079
23-000024-1752-TR	DELGADO HERNANDEZ JEREMY	5-0366-0112	867516	3N1CC1AD9ZK101980
23-000032-1752-TR	FUNDACION INCIENSA	3-006-078153	BNT330	JDAJ210E0H3000823
23-000036-1752-TR	DRENAJES Y EXCAVACIONES SOCIEDAD ANONIMA	3-101-038490	CL-209012	JDA00V11800023401
23-000038-1752-TR	HERRERA BOLIVAR LIDIETTE	5-0243-0522	608114	KL1TJ51Y35B487810

23-000040-1752-TR	SOLIS GUZMAN KEVIN GUSTAVO	5-0416-0213	CL-194977	KMCXNS7BPWU218386
23-000040-1752-TR	ALVARADO PEREZ RONALD GERARDO	5-0267-0662	574540	JTEHH20V806118857

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE LA CRUZ

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000015-1566-TR	DIANA EMERITA ALEMAN JUNEZ	504260151	494562	2T1AE04EXPC003175
22-000128-1566-TR	MARIA CRISTINA GARCIA GONZALEZ	801260616	906638	KMHCG41GPXU018696
23-000002-1566-TR	TRANSPORTES MENOTTI SOCIEDAD ANÓNIMA	JJA 3-101-357960	LB2219	LJ166V5F4HB100004

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y MENOR CUANTIA TURRIALBA, CARTAGO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000054-1008-TR	ARRIENDA EXPRESS SOCIEDAD ANONIMA	3101664705	CL 335281	LJ11KAAC5P1103430
23-000054-1008-TR	LAS TEMPORALIDADES DE LA IGLESIA CATOLICA DIOCESIS DE LIMON	3010045875	SCJ100	SJNFBAJ11GA361235
22-000930-0359-PE	HERMANOS JOTA SOCIEDAD ANONIMA	3101824722	EE 024132	CLG88N70117

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTIA DE SAN MATEO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000002-1469-TR	HOSSMAN XAVIER LOPEZ RIVAS	155832247407	BCV328	KMHCG41FPYU191136
22-000663-1469-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R.L.	3004045002	C-156214	3ALHCYCS7BDW363
23-000044-1469-TR	JUAN MARIA CAMPOS JIMENEZ	202950550	MOT-717311	LNGPCMXJ0KC003670
23-000020-1469-TR	ARRENDADORA CAFSA SOCIEDAD ANONIMA	3101286181	CL-330192	9BWJB45U7NP024558
23-000020-1469-TR	HOTELERA CALI SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102109001	CL-201820	JHUFU117100002041
23-000016-1469-TR	ATI CAPITAL SOLUTIONS SOCIEDAD ANONIMA	3101276037	VJK213	W1N4M8HB1NW234008
23-000008-1469-TR	CONSTRUCTORA H B S TAJO AGUJAS SOCIEDAD ANONIMA	3101253495	C-163594	1XPFDE8XXRN352532
23-000034-1469-TR	IMPORTACIONES INDUSTRIALES MASACA SOCIEDAD ANONIMA	3101145964	C-163931	1FUJCRCK15PN43331
22-000586-1469-TR	LAURA PRISCILLA MONDRAGON MATA	109610151	C-154789	2C027754
23-000014-1469-TR	ROCAFE SOCIEDAD ANONIMA	3101597666	BWX745	KMHRB812BPU196636
23-000014-1469-TR	GRUPO FAMILIAR DONGTENG SOCIEDAD ANONIMA	3101862840	CL-323754	8AJKB3CD5M1625804
23-000103-1469-TR	FLORENCIA DEL GRANADOS HERRERA	601600476	345808	3N1EB31S4ZL028095
23-000072-1469-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	KCG693	MALA851CAGM261347
23-000117-1469-TR	MANUEL ENRIQUE LIZANO MUÑOZ	106090482	CL-249370	1D7RV1GT8AS234767
23-000137-1469-TR	EDGAR ALONSO MORALES ALFARO	203510096	880302	V450XJ000450

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE TARRAZÚ, DOTA Y LEÓN CORTÉS

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
22-000163-1455-TR	MARIA ALBERTO ROJAS GONZÁLEZ	1-1023-0329	426482	KMHCH41GPTU137928

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE MONTEVERDE

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
21-000009-1608-TR	ARRIENDA EXPRESS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101664705	BTJ677	TSMYEA1S1LM767896
21-000009-1608-TR	SAN ANDRÉS HACIENDAS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101002064	328993	JMB0NV450XJ000406

JUZGADO DE TRANSITO DE GRECIA

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000125-0899-TR	GANADERIA CARIBLANCO LIMITADA	AJ 3102712633	CL 289860	JAA1KR55HG7100442
23-000179-0899-TR	SANCHEZ NUÑEZ CRISTEL MARIA	207890782	BCL527	KMHCG45C41U239009
23-000179-0899-TR	OROZCO AREVALO JONATHAN	113170481	JCS003	19XFB2650CE502170

23-000181-0899-TR	CHAVARRIA QUESADA DANIELA	114300539	713831	KMJWWH7BPVU011881
23-000183-0899-TR	EMPRESA DE AUTOTRANSPORTES SANTA GERTRUDIS LIMITADA	3102005073	AB 008034	273144
23-000186-0899-TR	TREJOS MARIN JULIO CESAR	110690129	C 135358	1FUJDZYB7NP508989

SE HACE DEL CONOCIMIENTO DE ESTAS PERSONAS, QUE DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 172 DE LA LEY DE TRÁNSITO N.º 9078, TIENEN DERECHO A COMPARECER AL DESPACHO JUDICIAL DENTRO DEL TÉRMINO DE DIEZ DÍAS HÁBILES A PARTIR DEL DÍA SIGUIENTE DE LA PUBLICACIÓN DE ESTE EDICTO, A MANIFESTAR SI DESEAN CONSTITUIRSE COMO PARTE O NO DEL PROCESO, CON LA ADVERTENCIA DE QUE DE NO HACERLO, SE ENTENDERÁ QUE RENUNCIAN A ESE DERECHO Y LOS TRÁMITES CONTINUARÁN HASTA SENTENCIA. PUBLIQUESE POR UNA VEZ EN EL DIARIO OFICIAL LA GACETA. LIC. WILBERT KIDD ALVARADO, SUBDIRECTOR EJECUTIVO DEL PODER JUDICIAL.-

Lic. Wilbert Kidd Alvarado.—1 vez.—(IN2023758947).