



Diario Oficial

LA GACETA

Costa Rica
145 años

JORGE EMILIO
CASTRO
FONSECA
(FIRMA)

Firmado digitalmente
por JORGE EMILIO
CASTRO FONSECA
(FIRMA)
Fecha: 2023.09.13
15:38:53 -06'00'



Benemérita
Imprenta Nacional
Costa Rica

ALCANCE N° 174 A LA GACETA N° 169

Año CXLV

San José, Costa Rica, jueves 14 de setiembre del 2023

871 páginas

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

NOTIFICACIONES

MINISTERIO DE CIENCIA, INNOVACIÓN, TECNOLOGÍA Y TELECOMUNICACIONES

PODER JUDICIAL

AVISOS

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

RESOLUCIÓN RE-0095-JD-2023
ESCAZÚ, A LAS DIECISIETE HORAS Y VEINTIDÓS MINUTOS DEL CUATRO DE
SETIEMBRE DE DOS MIL VEINTITRÉS

PROCEDIMIENTO DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE DER POR
CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN QUE SE INTEGRAN CON LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN DEL SEN

EXPEDIENTE OT-132-2023

RESULTANDO:

- I. 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.”*
- II. 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”*, el cual derogó en su totalidad el Decreto Ejecutivo N°39220-MINAE.
- III. Que el 9 de mayo de 2023, mediante el acuerdo 04-38-2023, del acta de la sesión ordinaria 38-2023, ratificada el 16 de mayo de 2023, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad de los votos de las personas miembros presentes *“Someter al procedimiento de consulta pública la siguiente propuesta de “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. (Folios del 01 al 67)
- IV. Que el 18 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0372-SJD-2023 y su anexo OF-0362-SJD-2023 del 16 de mayo de 2023, la Secretaría de Junta Directiva, le comunicó, al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), Dirección General Atención al Usuario (DGAU) y Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo 04-38-2023 a fin de que se realizara la convocatoria de consulta pública y apertura de expediente para someter la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. (Folios del 01 al 67)

- V. Que el 19 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0154-CDR-2023 y su anexo, el CDR remitió un resumen ejecutivo de la propuesta y solicitó a la DGAU la convocatoria para la consulta pública correspondiente. (Folios 68 al 71)
- VI. Que el 23 de mayo de 2023 se publicó, la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias en la consulta pública, en el Alcance No. 93 de La Gaceta No. 90. (Folio 84)
- VII. Que el 24 de mayo de 2023 se publicó, la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias en la consulta pública, en los diarios de circulación nacional La Teja y Diario Extra. (Folio 84)
- VIII. Que el 8 de junio de 2023 fue la fecha máxima para recibir oposiciones o coadyuvancias respecto a la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*.
- IX. Que el 9 de junio de 2023, mediante el oficio IN-335-DGAU-2023, la DGAU, emitió el “Informe de Oposiciones y Coadyuvancias” presentadas durante la consulta publicada realizada respecto de la propuesta *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. (Folios del 94 al 96)
- X. Que el 9 de junio de 2023, mediante las resoluciones RE-0088-DGAU-2023 y RE-0089-DGAU-2023, la DGAU, rechazó las posiciones de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), respectivamente. (Folios del 97 al 101)
- XI. Que el 13 de julio de 2023, mediante el informe IN-0033-CDR-2023, la Fuerza de Tarea remitió al CDR, el informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública que finalizó el 8 de junio de 2023 con el objeto de conocer la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.”* (Folios del 141 al 199)
- XII. Que el 14 de julio de 2023, mediante el informe IN-0034-CDR-2023, la Fuerza de Tarea remitió al CDR, el informe técnico final sobre la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. (Folios del 200 al 268)

- XIII.** Que el 20 de julio de 2023, mediante el oficio OF-0235-CDR-2023, el CDR remitió al Regulador General, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el Informe técnico IN-0034-CDR-2022 del 14 de julio de 2023 con la propuesta de “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”, junto con sus anexos, y el correspondiente proyecto de resolución de la Junta Directiva, para su respectivo trámite. (Folios del 269 al 270)
- XIV.** Que el 20 de julio de 2023, mediante el memorando ME-0100-SJD-2023, la Secretaría de Junta Directiva (SJD), trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) para su análisis, la propuesta del “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN” correspondiente al informe técnico final IN-0034-CDR-2023 del 14 de julio de 2023, el informe técnico IN-0033-CDR-2023 del 13 de julio de 2023 sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, y el proyecto de resolución, remitidos todos mediante el oficio OF-0235-CDR-2023 del 20 de julio de 2023. (Folio 271)
- XV.** Que el 15 de agosto de 2023, mediante el oficio OF-0507-DGAJR-2023, la DGAJR emitió criterio con respecto al análisis post consulta pública de la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*.
- XVI.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que la Ley N° 7593, en su artículo 5 inciso a, dispone que la Aresep, es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- II.** Que de lo anterior queda claro que la Aresep puede emitir metodologías tarifarias, normas, reglamentos técnicos, procedimientos, protocolos, entre otros, es preciso considerar que todos ellos, forman parte de un amplio ámbito normativo que busca establecer reglas que orienten el quehacer regulatorio con el fin de que la Aresep ejerza las competencias y potestades dispuestas mediante la Ley N° 7593.

- 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 los procedimientos técnicos a los que se refiere el artículo 6 inciso f) puntos i) y ii) de la Ley N° 10.086, están asociados con la correcta aplicación del marco regulatorio relacionado con los recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables. Dicho marco regulatorio se compone, según ha dispuesto la Ley N° 10086, por una serie de instrumentos regulatorios, todos los cuales están en proceso de elaboración por parte de la Aresep, a la luz de los transitorios dispuestos en ese mismo cuerpo normativo.
- V. Que el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), en su artículo 6, incisos 14) y 16) en complemento del artículo 53 de la Ley N° 7593, ha definido que sea la Junta Directiva de la Aresep, la que proceda con la aprobación de las metodologías tarifarias y los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley.
- VI. Que la Ley N° 7593 y el RIOF, no señalan la totalidad de los posibles cuerpos normativos que emite la Aresep, igualmente, a los que no se indican se les debe dar el mismo trato que a los mencionados, pues de la misma forma, se requieren para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley.
- VII. Que, de la interpretación armónica de las normas indicadas, dentro de un marco de razonabilidad y lógica, se desprende del espíritu de éstas, que le corresponde la aprobación de tales procedimientos a la Junta Directiva de la Aresep, en aplicación del principio del paralelismo de las formas (derivado del artículo 7 de la Ley General de la Administración Pública) que rige en el Derecho Administrativo, al ser instrumentos de alcance general, que afectan a una pluralidad de actores.
- VIII. Que mediante el informe IN-0034-CDR-2023, del 14 de julio de 2023, que es el informe técnico post consulta pública de la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*, remitido por el CDR a la Junta Directiva mediante el oficio OF-0235-CDR-2023, del 20 de julio de 2023, se presentó la propuesta de metodología post consulta pública a ser valorada por la Junta Directiva, incluyendo los cambios originados del análisis de las posiciones presentadas.

- IX.** Que la Ley No. 10.086 estableció con total claridad la existencia de 3 modalidades de operación para la generación distribuida, entre ellas, la modalidad *sin entrega de excedentes a la red* que se definió en dicho cuerpo legal como “*modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en la cual los sistemas de generación distribuida disponen de mecanismos tecnológicos para gestionar los excedentes en el punto de generación e imposibilitan la entrega de excedentes mientras opera en paralelo con el SEN.*”
- X.** Que de conformidad con el artículo 8 de la Ley No. 10.086 dentro de las obligaciones de los generadores distribuidos están respetar los límites de penetración según la modalidad de operación. Además es clara en establecer que en el caso de la modalidad de operación sin entrega de excedentes a la red, debe presentarse una declaración jurada de cumplimiento técnico que deberá rendir un ingeniero inscrito en el CFIA, facultado para diseñar y firmar planos eléctricos de acuerdo con la legislación nacional, donde certifique i) el cumplimiento de las exigencias técnicas aplicables conforme a la normativa vigente, ii) y el requisito de calidad, confiabilidad y seguridad de los equipos y sus componentes. Este inciso no exime a la modalidad de operación sin entrega de excedentes a la red, de cumplir con las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad antes indicadas, por lo que las empresas distribuidoras tienen el derecho de realizar las verificaciones que consideren necesarias.
- XI.** Que es oportuno y conveniente señalar con gran claridad los alcances de este procedimiento, para que no quede a la interpretación y se atente contra la seguridad jurídica de las personas que posean u operen los DER.
- XII.** Que se requiere contar a la mayor brevedad con un procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN de acuerdo con la Ley 10086, lo procedente es aprobar el procedimiento contenido en el informe IN-034-CDR-2023 excluyendo los cambios catalogados como sustanciales en el oficio OF-0507-DGAJR-2023, en virtud de que dicha exclusión no imposibilita la aplicación del “*Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN*”. Lo anterior con el objetivo de dar una señal oportuna al sector, promoviendo los recursos energéticos distribuidos en cumplimiento de lo establecido en la Ley 10086 Ley Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables.

XIII. Que del informe IN-0034-CDR-2023, citado, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

3. JUSTIFICACIÓN

La creciente penetración de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como 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 pertinente la definición de un procedimiento de capacidad de penetración segura de energías renovables variables en SEN.

Este instrumento responde también al cumplimiento de lo dispuesto en la Ley No. 10086, en su artículo 6, inciso f) punto i), en el cual el legislador definió a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) la función de elaborar el instrumento regulatorio que deberá aplicar las empresas distribuidoras y el Operador del Sistema para determinar la capacidad de penetración por circuito de DER que se integran con las redes de distribución del SEN.

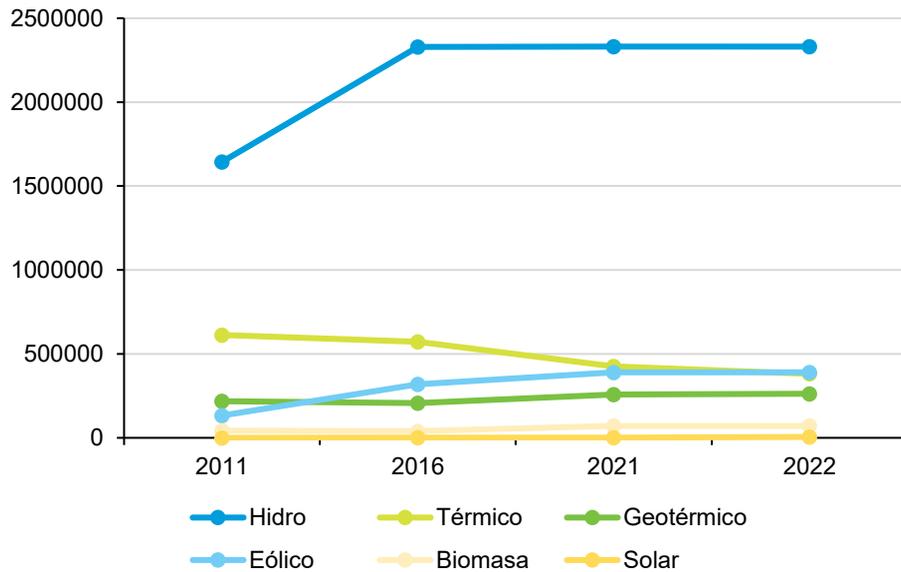
3.1. Matriz eléctrica de Costa Rica

En Costa Rica, entre 2015 y 2022 en promedio el 99% de la energía producida proviene de fuentes renovables, nuestro país es pionero en la incorporación de las energías renovables en la matriz eléctrica. Costa Rica exhibe una matriz eléctrica proveniente de recursos limpios como el hídrico, geotérmico, eólico, solar y la biomasa; junto a una parte de generación térmica.

El primer parque eólico del país, denominado Plantas Eólicas SA (PESA), empezó su operación en 1996 siendo la primera central eólica de gran tamaño y de energías renovables variables en Latinoamérica. Inicialmente, este parque contaba con 58 turbinas de 20 metros de altura y una capacidad total de 23 MW.

En las últimas décadas se han acoplado al SEN, varias plantas de generación renovables, especialmente de fuentes variables como la eólica y solar. Estos cambios pueden observarse en la siguiente figura, la potencia instalada referente a hidro creció en 42% con 144 unidades, la eólica en 194% con 276 unidades y la solar pasó de 0 kW en 2011 a 5400 kW en 2022 con 11 unidades.

Figura 1. Potencia instalada de placa (kW) a diciembre de 2011, 2016, 2021 y 2022



Fuente: Elaboración propia con datos del CENCE, 2011, 2016, 2021, 2022.

La capacidad instalada cuya fuente es eólica o solar para el año 2016 representaba 5% de la matriz eléctrica, cifra que se duplicó en diez años alcanzando el 11,5% en 2022 (cuadro 1).

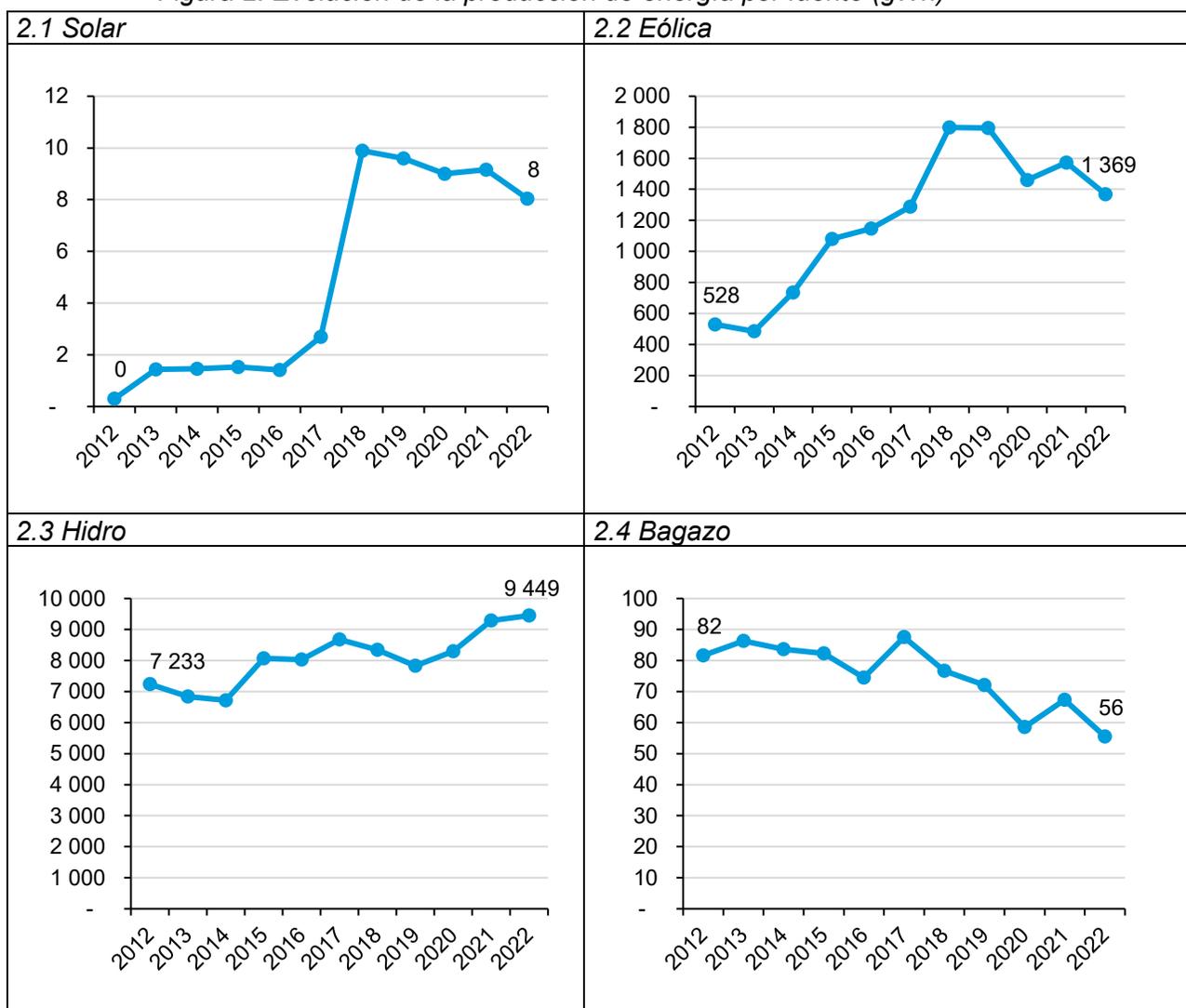
Cuadro 1. Distribución porcentual de la potencia instalada de placa a diciembre de 2011, 2016, 2021 y 2022

Fuente	2011	2016	2021	2022
Hidro	62,0%	67,2%	67,0%	67,7%
Térmico	23,1%	16,5%	12,2%	11,1%
Geotérmico	8,2%	6,0%	7,4%	7,6%
Eólico	5,0%	9,2%	11,2%	11,3%
Biomasa	1,6%	1,2%	2,0%	2,1%
Solar	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia con datos del CENCE, 2011, 2016, 2021, 2022.

La producción de energía para algunas fuentes se presenta en la figura 2, los mayores incrementos se presentan en la energía solar (2578,6% entre 2012 y 2022) y la eólica (159,1%); por su parte la producción por medio de bagazo experimentó una disminución de 32% y la hidro creció en 30,6%.

Figura 2. Evolución de la producción de energía por fuente (gWh)

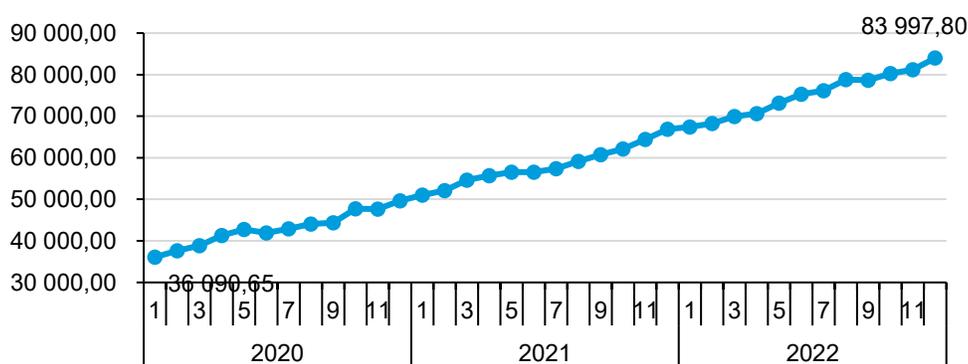


Fuente: Elaboración propia con datos del CENCE, 2022.

3.2. Evolución de la generación distribuida

En años recientes, se han estado integrando a las redes de distribución numerosos sistemas de generación distribuida, predominantemente fotovoltaicos. En la figura 3 se observa la tendencia creciente en la capacidad instalada de generación distribuida para los años 2020 y 2022.

Figura 3. Capacidad instalada (kW) de generación distribuida por mes^{a/}, 2020-2022



a/ Datos preliminares

Fuente: Elaboración propia con datos de RIE-089, Aresep.

Para diciembre de 2022 se contaba con 83.998 kW de capacidad instalada en generación distribuida, el 96,10% de esta corresponde a sistemas fotovoltaicos, 1,51% a biogás, 1,19% a biomasa, 1,16% a hidro y 0,04% de otras fuentes. El 44,6% de la capacidad instalada se encuentra asociada a la CNFL, mientras que en Cooperalfaroruiz es donde se registra la menor cantidad de generadores distribuidos y de capacidad instalada (Cuadro 2).

Por otra parte, el promedio de capacidad instalada difiere por empresa, por ejemplo, en el ICE se registra la menor capacidad instalada promedio (17,51 kW por generador distribuido), mientras que en Coopelesca se registra el mayor promedio, 63,72 kW por generador distribuido.

Cuadro 2. Cantidad de generadores distribuidos y capacidad instalada por empresa, diciembre 2022

Empresa	Cantidad	Capacidad instalada kW	Porcentaje capacidad instalada	Capacidad instalada promedio
CNFL	237 ¹	37 458,80	44,6%	30,28
ICE	275 ¹	22 571,10	26,9%	17,51
ESPH	194	6 096,60	7,3%	31,43
COOPEGUANACASTE	328	5 976,30	7,1%	18,22
COOPELESCA	91	5 798,20	6,9%	63,72
JASEC	62	3 573,20	4,3%	57,63
COOPESANTOS	82	2 328,80	2,8%	28,40
COOPEALFARORUIZ	9	194,80	0,2%	21,64
Total	278 ³	83 997,80	100,0%	25,62

a/ Datos preliminares

Fuente: Elaboración propia con datos de RIE-089, Aresep.

En el estudio “Global photovoltaic power potential by country”¹ del Banco Mundial, elaborado en junio del 2020 se hizo una comparación entre países empleando datos del Global Solar Atlas (GSA). Como parte de los resultados de dicho trabajo se dispone del siguiente mapa del recurso solar en el cual se detalla el potencial eléctrico fotovoltaico del país. En el mapa se presenta con colores más intensos las zonas con mayor potencial eléctrico fotovoltaico, sobresale la costa del Pacífico como la de mayor potencial, sobre todo en la provincia guanacasteca.

¹ <https://documents1.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/pdf/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country.pdf>

Figura 4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica, 2020



Fuente: <https://globalsolaratlas.info/download/costa-rica>

En dicha fuente de información se indica: “Finalmente, **países en el rango medio entre 3.5 y 4.5 kWh/kWp** corresponden al 71% de la población mundial. Esto incluye cinco de los seis países más poblados del mundo (China, India, EEUU, Indonesia, y Brasil) y 100 otros países (Canada, el resto de Latinoamérica, al sur de Europa, y países africanos alrededor del Golfo de Guinea, así como Asia central y sudeste)”.²

² Interpretación propia a partir del texto original: “Finally, countries in the favorable middle range between 3.5 and 4.5 kWh/kWp account for 71% of the global population. These include five of the six most populous countries (China, India, the United States, Indonesia, and Brazil) and 100 others (Canada, the rest of Latin America, southern Europe, and African countries around the Gulf of Guinea, as well as central and southeast Asia).”

También, se dispone de información para cada país, en la figura 5 se presenta los datos para Costa Rica. En el territorio nacional la media práctica promedio (nivel 1) es de 4.093 kWh/kWp³, con lo cual Costa Rica se posiciona en el lugar 129 a nivel mundial, es decir, al ser comparando con el resto de los países respecto al recurso solar nuestro país se ubica en el rango medio de potencial eléctrico fotovoltaico.

Figura 5. Indicadores y estadísticas sobre Costa Rica



Fuente: <https://globalsolaratlas.info/download/costa-rica>

Particularmente dentro del país, grosso modo, el mayor recurso solar ocurre en la región noroeste y la vertiente pacífica, junto a unas pequeñas regiones en la parte central del país; el potencial medio se ubica en la región Caribe Norte y los valores mínimos se presentan en el Sistema Montañoso Central.

En cuanto a la viabilidad económica de la generación distribuida, en un estudio de la Universidad de Costa Rica⁴ 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 actuales).

³ Interpretación propia del texto original: "Average practical potential, level 1 / rank 4.093 kWh/kWp / 129"

⁴ 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.

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 3000 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.

4. MARCO LEGAL

El establecimiento de instrumentos regulatorios como el propuesto en este documento, tiene sustento en las potestades exclusivas y excluyentes que tiene definida por ley la Aresep, que se citan a continuación.

4.1. 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° 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 2°. 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 2°- 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 N° 7593

(...).

Artículo 3°- 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 N° 7200 y sus reformas, las cuales serán tramitadas por la ARESEP, según lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley N° 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, 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 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 Alcance N° 17 de la Gaceta N° 18 del 01 de febrero de 2023.

4.2. Sobre la competencia de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

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° 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° 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° 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° 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° 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° 7593.

El artículo 6.d) de la Ley N° 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° 7593, Decreto 29732-MP.

El artículo 9 de la Ley N° 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 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° 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, 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."

"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."

De esas normas, se puede extraer, que la Aresep, tiene la competencia exclusiva y excluyente, para la regulación de los servicios públicos indicados en la Ley N° 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, fijar las tarifas de los servicios públicos sometidos a su regulación, los procedimientos y 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, 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, establecer las metodologías, procedimientos y normas técnicas, y en ese ejercicio debe considerarse lo dispuesto en la Ley N.º 7593 ya analizada.

En este sentido, dichos instrumentos regulatorios, 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 Ley General de la Administración Pública, 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. (...)”

Ahora bien, de conformidad con lo dispuesto en la Ley No. 10086, en su artículo 6, inciso f) punto i), en el cual el legislador definió a la Aresep la función de elaborar el instrumento regulatorio que deberán aplicar 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. Dicha Ley se estará analizando en el punto siguiente.

De tal manera, la Aresep tiene amplias potestades para establecer y utilizar los instrumentos regulatorios que considere convenientes, en tanto se respete, la razonabilidad, proporcionalidad, las reglas de la ciencia y técnica o de los principios elementales de justicia, lógica o conveniencia (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 los instrumentos regulatorios, y las competencias exclusivas y excluyentes de éstos, entre otras cosas, para determinar los procedimientos y normas técnicas que le permitan ejercer su función regulatoria, ello de conformidad con los artículos: 4, 5 inciso f); 6, 31; 53 inciso n); todos de la Ley N.º 7593, así como 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). Así las cosas, la discrecionalidad es para elegir en una primera etapa los instrumentos técnicos que correspondan, 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.

Ahora bien, el instrumento regulatorio acá propuesto es específicamente uno de los procedimientos técnicos que servirán de guía metodológica y que incluirían criterios, para que a quienes les alcance puedan valorar la capacidad de penetración que se menciona en el punto i) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N° 10086. Por lo que se concluye que se trataría de un procedimiento técnico y no de modelos o metodologías tarifarias.

Por su parte, también es necesario observar que el inciso c) de ese mismo artículo, hacer referencia a la formulación y revisión de reglamentación técnica, según se dispone del artículo 25 de la Ley N° 7593. Dicho artículo dispone:

“Artículo 25.- Reglamentación

La autoridad reguladora 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 a los estándares específicos existentes en El País o en el extranjero, para cada caso.”

Entendida, en términos generales, la reglamentación como un conjunto de normas o reglas, deben considerarse que en el caso del artículo 25 transcrito, la reglamentación refiere a un conjunto de reglas o normas asociadas a las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, que defina la Aresep a fin de que nadie pueda prestación de los servicios públicos.

Según dispuso el CDR en el oficio OF-0175-CDR-2022, del 1 de junio del 2022, los procedimientos técnicos que se mencionan tendrían una función de guía metodológica a partir de diversos criterios, lo que muestra que no se trataría específicamente de un reglamento técnico, en el cual se establezcan reglas y normas asociadas a las condiciones de prestación del servicio público (calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima).

Este procedimiento propuesto involucra aspectos técnicos que son dinámicos, es decir que pueden cambiar de manera constante en el corto plazo, siendo el procedimiento un instrumento idóneo para la estipulación de estos aspectos técnicos pues su aprobación, por su naturaleza, se realiza a través de un proceso de consulta pública, contemplando siempre la importante participación de los interesados y el análisis de sus posiciones, en cumplimiento del artículo 365 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP).

4.3. 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 Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP (DGAJR) 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 encuentren interactuando con la red eléctrica. Es decir, debe considerarse que los servicios de interés general se asocian al servicio de suministro de energía eléctrica y por ende, al ámbito de la regulación, en el momento en que se interconectan con el 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.

4.4. 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° 43879-MINAE publicado en el Alcance N° 17 de La Gaceta N° 18 del primero 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.

4.5. 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 de 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.

4.6. 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.

4.7. Sobre el tipo de instrumento regulatorio a desarrollar al amparo del artículo 6 inciso f) de la Ley 10086

El 17 de mayo de 2022, mediante oficio OF-0153-CDR-2022, se realizó a la DGAJR la solicitud de criterio sobre mecanismo de participación ciudadana aplicable para el caso de dos instrumentos regulatorios por desarrollar según lo dispuesto en Ley No. 10 086, artículo 6 inciso f, puntos i) y ii).

Sobre este punto, se reitera el análisis realizado DGAJR mediante el oficio OF-0421-DGAJR-2022 -el cual analizó el mecanismo de participación ciudadana aplicable al desarrollo de instrumentos regulatorios indicados en el inciso F) Punto II) y III) el artículo 6 de la ley promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, N°10086-, y de lo cual esta Fuerza de Tarea coincide en su totalidad, en el cual, por la importancia que tiene dicho análisis en el presente informe, se extraen las siguientes conclusiones:

(...)

- 1. El artículo 6 inciso f) puntos ii) y iii), de la Ley N° 10086, dispone que la Aresep defina y formalice los instrumentos regulatorios requeridos para que, tanto las empresas distribuidoras como el OS, determine la capacidad de penetración, en el primer caso, de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN, y en el segundo caso, de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.*

2. *El inciso f), puntos ii) y iii) del artículo 6 de la Ley N° 10086, referencia a “instrumentos regulatorios”, sin especificar el tipo de instrumento, por lo que se entiende que el legislador dejó la definición de este aspecto, a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), para que sea esta, en el ámbito de sus competencias dispuestas según la Ley N° 7593 y considerando la especialidad técnica que la caracteriza, la que disponga el tipo de instrumento regulatorio que correspondería elaborar, aprobar y aplicar.*
3. *Dentro de la gama de instrumentos regulatorios, existe posibilidad, según cada caso particular, de emitir por parte del Aresep, metodologías tarifarias, reglamentos o normas técnicas, procedimientos, entre otros, determinándose el tipo de instrumento según su contenido y finalidad.*
4. *la elaboración de cada instrumento regulatorio debe atravesar el debido proceso, del cual forma parte de la aplicación de un mecanismo de participación ciudadana que permita la intervención de los diferentes interesados en la elaboración de este. No obstante, el mecanismo aplicable depende del tipo de instrumento a desarrollar, por ello resulta esencial definirlo, a fin de determinar si corresponde realizar una audiencia, o bien, una consulta pública.*
5. *según indicó el CDR en el oficio OF-0175-CDR-2022 del 1 de junio de 2022, los instrumentos regulatorios a proponerse serán procedimientos técnicos, que fungirían como una guía metodológica, con criterios que orientarán la valoración, tanto, para el caso del punto ii) como iii) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N° 10086.*
6. *para ejercer el derecho de participación ciudadana se han definido diversos mecanismos que permiten la intervención oportuna y activa de la ciudadanía, a saber: la audiencia pública y la consulta pública, según sea el caso. ambos son mecanismos de participación ciudadana reconocidos de la regulación de servicios públicos, pero resultan aplicables en casos diferentes.*
7. *en cuanto a la audiencia pública, el legislador fue expreso al disponer que el artículo 36 de la Ley N°7593, los supuestos específicos en los cuales resulta indispensable la aplicación de este mecanismo.*
8. *el listado incorporado por el legislador en el artículo 36 de la Ley N°7593, no es exhaustivo en cuanto a la totalidad de asuntos que la ley analiza en el ejercicio de sus competencias, quedando excluidos de la celebración de la audiencia pública muchos otros igualmente debe resolver.*
9. *La Aresep venido aplicando otro mecanismo de participación ciudadana: la consulta pública, que también implica que todo interesado pueda intervenir con su posición y alegatos en la discusión referente a alguna propuesta específica en estudio.*
10. *partiendo de que los instrumentos regulatorios a emitirse serían procedimientos técnicos y no reglamentación técnica como tal, o modelos o metodologías tarifarias, es posible descartar su relación con los incisos c) y d).*
11. *A pesar de que no resultaría aplicable la audiencia pública para el caso en cuestión, es necesario señalar que, dichos procedimientos técnicos igualmente podrían tener una incidencia en la esfera jurídica de la ciudadanía, lo que ameritaría la celebración de consulta pública, a fin de brindar el espacio de participación ciudadana necesario.*

(...)

4.8. Sobre el aprobador y responsable del proceso de consulta pública de los procedimientos técnicos, señalados en la Ley N° 10086.

Finalmente, el 4 de julio de 2022, mediante oficio OF-0215-CDR-2022, el CDR realizó a la DGAJR la consulta sobre aprobador y responsable del proceso de consulta pública de procedimientos técnicos señalados en Ley N° 10086.

En ese sentido, sobre la instancia, dependencia y responsable en la Aresep de realizar los procesos de consulta pública y de aprobar las resoluciones correspondientes a los procedimientos establecidos en el artículo 6, inciso f) puntos i) y ii) de la Ley N° 10086, dentro del análisis realizado por la DGAJR mediante el oficio OF-0551-DGAJR-2022 del 1 de agosto del 2022, se extrae en lo conducente:

(...)

La consulta que ahora se conoce, refiere a la dependencia institucional de la Aresep, que debería realizar dicho proceso de consulta pública y al órgano que le correspondería aprobar los procedimientos.

Al respecto, lo primero que debe señalarse es que, el artículo 6, inciso f) puntos i) y ii) de la Ley N° 10086, solamente dispone que la definición y formalización de dichos procedimientos, será parte de las funciones de la Aresep, sin definir ningún detalle sobre el procedimiento a seguir para su elaboración y aprobación, de forma que será la propia Aresep, quien deba definir lo que corresponda.

Dicho lo anterior, es preciso considerar que, si bien para efectos de definir el tipo de mecanismo de participación ciudadana que debe aplicarse en determinado asunto, es necesario considerar el tipo de instrumento regulatorio a emitirse (dado el listado taxativo dispuesto en el artículo 36 incisos c) y d) de la Ley N° 7593), en realidad, las metodologías tarifarias y las normas o reglamentos técnicos (para los cuales se realiza audiencia pública) no son los únicos cuerpos regulatorios que emite la Aresep a fin de cumplir con su labor, pues el ámbito normativo que ésta como ente regulador debe desarrollar, es mucho más amplio, abarcando otros tipos de herramientas normativa como procedimientos, protocolos, entre otros.

Esos otros cuerpos normativos que se emitan fuera del listado del artículo 36 de la Ley N° 7593, en el tanto lo requieran por su contenido y alcance, igualmente serán de conocimiento de la ciudadanía mediante una consulta

pública, no obstante, lo que en este punto interesa, es que, indistintamente del mecanismo de participación ciudadana que se emplee para definir un instrumento o cuerpo regulatorio, el ordenamiento jurídico de naturaleza regulatoria que puede establecer la Aresep es amplio y variado.

Ahora bien, siendo que según corresponda, la Aresep puede emitir metodologías tarifarias, normas, reglamentos técnicos, procedimientos, protocolos, entre otros, es preciso considerar que todos ellos, forman parte de un amplio ámbito normativo que busca establecer reglas que orienten el quehacer regulatorio con el fin de que la Aresep ejerza las competencias y potestades dispuestas mediante la Ley N° 7593.

Partiendo de la Ley N° 7593, se denota que en su literalidad, ésta solamente hace referencia a los modelos tarifarios, normas y reglamentos, sin mencionar expresamente, cualquier otro tipo de cuerpo normativo que pueda emitir la Aresep, no obstante, como se ha dicho, éstos no son los únicos que pueden ser aprobados para desarrollar su labor regulatoria.

En este sentido, el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), en su artículo 6, incisos 14) y 16) en complemento del artículo 53 de la Ley N° 7593, ha definido que sea la Junta Directiva de la Aresep, la que proceda con la aprobación de las metodologías tarifarias y los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley.

De lo anterior, se desprende que, aunque como se ha dicho, la Ley N° 7593 y el RIOF, no señalan la totalidad de los posibles cuerpos normativos que emite la Aresep, igualmente, a los que no se indican se les debe dar el mismo trato que a los mencionados, pues de la misma forma, se requieren para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley.

De la interpretación armónica de las normas indicadas, dentro de un marco de razonabilidad y lógica, se desprende del espíritu de éstas, que le corresponde la aprobación de tales procedimientos a la Junta Directiva de la Aresep, en aplicación del principio del paralelismo de las formas (derivado del artículo 7 de la Ley General de la Administración Pública) que rige en el Derecho Administrativo, al ser instrumentos de alcance general, que afectan a una pluralidad de actores.

Al respecto, debe evidenciarse que la relación de un cuerpo normativo o instrumento regulatorio que se emita, con la correcta aplicación del marco regulatorio legalmente dispuesto, resulta estar asociada a las funciones de la

Junta Directiva, como órgano superior supremo de la Aresep, en el tanto le corresponde velar por al ejercicio de las potestades y competencias que le han sido conferidas como Ente Regulador.

En el caso que nos ocupa, los procedimientos técnicos a los que se refiere el artículo 6 inciso f) puntos i) y ii) de la Ley N° 10.086, están asociados con la correcta aplicación del marco regulatorio relacionado con los recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables. Dicho marco regulatorio se compone, según ha dispuesto la Ley N° 10086, por una serie de instrumentos regulatorios, todos los cuales están en proceso de elaboración por parte de la Aresep, a la luz de los transitorios dispuestos en ese mismo cuerpo normativo.

Tales instrumentos buscan darle aplicabilidad a la Ley N° 10.086, siendo que, se están desarrollado por parte del CDR considerando sus funciones establecidas en el RIOF, y posteriormente, serán aprobados por la Junta Directiva también, según sus funciones. En este sentido, debe acotarse que los procedimientos técnicos sobre los que se consulta son un complemento técnico, de esos otros instrumentos en construcción, e igualmente, permitirán la correcta aplicación del marco regulatorio.

Lo anterior quiere decir que, además, resulta razonable buscar homogeneidad y compatibilidad entre todos los instrumentos regulatorios a definir, incluyendo los procedimientos técnicos en cuestión, lo que indica que resulta oportuno que el CDR realice el trámite de construcción de los mismos al igual que con los otros, ello considerando que, según el artículo 21 del RIOF, dicha Dirección General es la responsable del proceso institucional de investigación y desarrollo de la regulación, con funciones como: "(...) 2. Liderar la innovación y mejora continua del proceso de regulación. 3. Revisar la validez y competitividad de los modelos que están siendo aplicados por Aresep para regular los servicios públicos. 4. Investigar las mejores prácticas y estado del conocimiento sobre regulación de servicios públicos y su aplicabilidad en la Aresep. (...)”

(...)

De lo anterior, se desprende que, salvo algún caso justificado por las funciones de alguna otra dependencia institucional, el CDR conforme a sus funciones, se encuentra llamado a desarrollar los instrumentos regulatorios dispuestos en la Ley N° 10086 y tramitar el respectivo procedimiento, cuyas propuestas serían sometidas para aprobación de la Junta Directiva, para lo cual deberá instruir el procedimiento de consulta pública, según corresponda.

5. ENFOQUE CONCEPTUAL

a. Propósito

El presente procedimiento establece en detalle los requisitos técnicos, información y criterios a considerar por las empresas distribuidoras y el Operador de Sistema (OS) para determinar la capacidad de penetración (o alojamiento) por circuito de distribución de recursos energéticos distribuidos que se integran con las redes de distribución del SEN sin impactar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, tanto a nivel de media tensión (MT) como baja tensión (BT), de manera que se cumpla con los criterios de seguridad operativa, así como los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

b. Campo de aplicación

Son sujetos de aplicación de este procedimiento:

- *El Operador del Sistema*
- *Las empresas distribuidoras de energía eléctrica*
- *Toda persona física o jurídica que posee u opere un DER interconectado al SEN que genere o descargue energía eléctrica almacenada*
- *Generadores distribuidos para autoconsumo*
- *Almacenadores de energía dispuestos a la provisión de servicios auxiliares*
- *Agregadores⁵ de recursos energéticos distribuidos*

[...]

- XIV.** Que en la sesión extraordinaria 71-2023, celebrada el 4 de setiembre de 2023, cuya acta fue ratificada el 6 de setiembre de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, una vez analizada la solicitud formulada y con fundamento en el oficio OF-0235-CDR-2023 del 20 de julio de 2023, en el cual se adjuntó el informe IN-0034-CDR-2023, que corresponde al informe técnico final de la propuesta del “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el*

⁵ Decreto No. 43879-MINAE Artículo 5. Definiciones. Agregador: Es la persona física o jurídica legalmente instituido ante la Aresep como un agente económico independiente que, desde el conocimiento y el uso intensivo de la tecnología, estructura la demanda energética para aportar al abonado o PDER una serie de beneficios adicionales, incluyendo la habilitación para proveer servicios al operador del sistema de distribución de la empresa eléctrica del abonado.

sistema eléctrico nacional”, el informe IN-0033-CDR-2023, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, así como el oficio OF-0507-DGAJR-2023 del 15 de agosto de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, realiza los siguientes ajustes respecto al informe IN-0033-CDR-2023:

En sección 1.3, página 12, en cuanto a respuesta dada a COOPELESCA, léase de el párrafo 2 de la siguiente manera:

(...) Respecto a este tema, se elimina lo referente a facilitar los permisos de licenciamiento y se incluye en el apartado 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES, se incorpora el siguiente texto aclaratorio:

“Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.” (...)

En sección 2.6.1, página 19, en cuanto a respuesta dada al ICE, léase el párrafo 3 de la siguiente manera:

“Sin embargo, se considera oportuno agregar el siguiente texto en el numeral 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES: “Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.”, para efectos de precisión y aclaración.”

En sección 2.19, página 35 y 36, en cuanto a la respuesta dada al ICE, léase de la siguiente manera:

(...) Se modifica el texto para eliminar la responsabilidad del OS en la realización de los estudios. En cuanto al establecimiento de plazos al OS para emitir criterio, se le indica al ponente que dicho aspecto será valorado en el marco de la modificación de los reglamentos técnicos a la Luz de la Ley No. 10086 y su reglamento.

Basado en esto, se recomienda modificar el numeral 2 “Consideraciones Generales Aplicables”, al sustituir el párrafo: “Además, las empresas distribuidoras deberán gestionar y facilitar los permisos de licenciamiento para que el OS pueda emitir criterio no vinculante con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086.” por “Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS”.; así como eliminar la referencia al OS en el numeral 7 “Criterios de Evaluación de Capacidad de Alojamiento”.

En consecuencia, a partir de lo argumentado por el ponente, se observan motivos para modificar la propuesta de este procedimiento en el sentido descrito, en cuanto a este particular aspecto. (...)

En sección 3.7 página 45, en cuanto a la respuesta dada a Cámara de Generación Distribuida, léase el primer párrafo de la siguiente manera:

“Se aclara al ponente que los tiempos para la actualización de los estudios empiezan a correr desde la publicación del último estudio. La actualización de los estudios se realizará anualmente.”

En la sección 4.2. páginas 48 y 49, en cuanto a la respuesta dada a ESPH, léase el párrafo 3 de la siguiente manera:

(...) Respecto a este tema, se elimina lo referente a facilitar los permisos de licenciamiento y se incluye en el apartado 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES, se incorpora el siguiente texto aclaratorio:

“Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.” (...)

En sección 4.4, página 49, en cuanto a la respuesta dada a ESPH, léase el segundo párrafo de la siguiente manera:

(...)Respecto a este tema, tómesese nota que post consulta pública se recomienda, en el apartado 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES, incorporar el siguiente texto aclaratorio:

“Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.” (...)

En la sección 4.9. página 53, en cuanto a la respuesta dada a ESPH, léase de la siguiente manera: *“En esta primera versión de procedimiento la periodicidad para realizar la actualización del estudio se mantendrá de forma anual, sin que a futuro se pueda valorar una modificación en función del ritmo de instalación de DER en los circuitos de distribución y otras condiciones identificadas durante la aplicación de este instrumento.*

En consecuencia, a partir de lo argumentado por el ponente, no se observan motivos para modificar la propuesta, en cuanto a este particular aspecto.”

En la sección 5.3. página 55 y 56, en cuanto a la respuesta dada a CEDET, léase el párrafo 3 de la siguiente manera:

(...) Respecto a este tema, se elimina lo referente a facilitar los permisos de licenciamiento y se incluye en el apartado 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES, se incorpora el siguiente texto aclaratorio:

“Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.” (...)

- XV. Que por unanimidad de votos de las personas miembros presentes acuerda, dictar la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS
SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

- I. Dar por recibido, **a)** el oficio OF-0235-CDR-2023, del 14 de julio de 2023 en el cual se acogió el informe IN-0034-CDR-2023 excepto lo indicado en la Sección 6. correspondiente al informe técnico final del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”* y sin considerar los cambios catalogados como sustanciales en el oficio OF-0507-DGAJR-2023 referente al procedimiento contenido en dicho informe, **b)** el informe IN-0033-CDR-2023 con los ajustes indicados en el Considerando XIV de la presente resolución, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública y **c)** el oficio OF-0507-DGAJR-2023 del 15 de agosto de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.
- II. Dictar el siguiente “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”, para que se lea de la siguiente manera:

Índice de contenidos

“PROCEDIMIENTO DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE DER POR CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN QUE SE INTEGRAN CON LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SEN”	
1. GENERALIDADES	36
1.1. Propósito	36
1.2. Campo de aplicación	37
1.3. Obligaciones de los sujetos de aplicación	37
2. CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES	41
3. CARACTERÍSTICAS QUE CUMPLE EL PROCEDIMIENTO TÉCNICO	43
4. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN	45
5. ESTUDIO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS	46
6. ASIGNACIÓN Y SIMULACIÓN DE DER FUTUROS EN EL CIRCUITO	47

6.1. Asignación y simulación de DER de gran escala	47
6.2. Asignación y simulación de DER de pequeña escala	50
7. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO	52
7.1. Aumento de tensiones en régimen permanente	52
7.2. Variaciones de tensión	52
7.3. Desbalances de tensión:	53
7.4. Aumento de acciones de control.....	53
7.5. Sobrecarga de conductores y transformadores	54
7.6. Reducción de alcance.....	54
7.7. Disparo indebido (<i>sympathetic tripping</i>)	56
7.8. Aumento de corriente de falla.....	57
7.9. Coordinación fusible – interruptor	58
8. REPORTE DE RESULTADOS DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN	59
9. INCUMPLIMIENTOS.....	61
10. TRANSITORIO.....	61
11. REFERENCIA	62
8. CONCLUSIONES.....	63

PROCEDIMIENTO DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE DER POR CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN QUE SE INTEGRAN CON LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SEN

1. GENERALIDADES

1.1. Propósito

El presente procedimiento establece en detalle los requisitos técnicos, información y criterios a considerar por las empresas distribuidoras y el Operador de Sistema (OS) para determinar la capacidad de penetración (o alojamiento) por circuito de distribución de recursos energéticos distribuidos (DER) que se integran con las redes de distribución del SEN sin impactar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, tanto a nivel de media tensión (MT) como baja tensión (BT), de manera que se cumpla con los criterios de seguridad operativa, así como los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

1.2. Campo de aplicación

Son sujetos de aplicación de este procedimiento:

- 1) El Operador del Sistema
- 2) Las empresas distribuidoras de energía eléctrica
- 3) Toda persona física o jurídica que posee u opere un DER interconectado al SEN que genere o descargue energía eléctrica almacenada. Este procedimiento no le será aplicable a la modalidad de operación para la generación distribuida sin entrega de excedentes a la red
- 4) Almacenadores de energía dispuestos a la provisión de servicios auxiliares
- 5) Agregadores⁶ de recursos energéticos distribuidos

1.3. Obligaciones de los sujetos de aplicación

- a) Son obligaciones de los agentes del MEN, PDER, agregadores y participantes del SEN:
 - i. Cumplir con las disposiciones que dicte este procedimiento.
 - ii. Suministrar a las empresas distribuidoras y al OS, la información técnica que requiere para la aplicación de este procedimiento en los plazos que estos determinen.
- b) Son obligaciones de las empresas distribuidoras:
 - i. Elaborar los análisis y aplicación de criterios establecidos en este procedimiento.
 - ii. Mantener actualizada la capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN, conforme los resultados obtenidos de la aplicación de este procedimiento.
 - iii. Publicar en sus páginas Web, al menos, las siguientes características de sus circuitos: tensión nominal de MT, longitud de línea trifásica, la capacidad instalada de transformación y la cantidad y capacidad de DER existentes en estos, así como los límites actualizados de capacidad de penetración por circuito de distribución obtenidos por medio de la aplicación de este procedimiento.

⁶ Decreto No. 43879-MINAE Artículo 5. Definiciones. Agregador: Es la persona física o jurídica legalmente instituido ante la Aresep como un agente económico independiente que, desde el conocimiento y el uso intensivo de la tecnología, estructura la demanda energética para aportar al abonado o PDER una serie de beneficios adicionales, incluyendo la habilitación para proveer servicios al operador del sistema de distribución de la empresa eléctrica del abonado.

c) Son obligaciones del OS:

- i. Elaborar los análisis y aplicación de criterios establecidos en este procedimiento.
- ii. Emitir criterio no vinculante ante la Aresep con respecto a la aplicación del instrumento regulatorio utilizado en el estudio de capacidad de penetración del circuito, en caso de diferencias entre la empresa distribuidora, el generador distribuido o cualquier persona física o jurídica que posee u opera DER.

1.4. Documentos relacionados

1.4.1 Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- (Libro III)

1.4.2 Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)

1.4.3 Procedimiento Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento

1.4.4 Procedimiento de Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN

1.4.5 Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional

1.4.6 Norma técnica "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional." (AR-NT-POASEN) vigente

1.4.7 Normas y Reglamentos técnicos en materia de calidad de energía que establezca la Aresep

1.5. Definiciones

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN

Son agentes del Mercado Eléctrico Nacional:

- a) Instituto Costarricense de Electricidad: Responsable de la satisfacción de la demanda nacional de electricidad. Participa en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Responsable de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y de la Planificación Eléctrica Nacional.

- b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: Participa en generación hasta su propia demanda, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- c) Generadores Privados: Participan en generación eléctrica con contrato de compra de energía suscrito con el ICE por disposición de la Ley N° 7200 capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- e) Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- f) Cooperativas de Electrificación Rural: Participan en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal. Siendo actualmente la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos R. L., y Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R. L.
- g) Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R. L.: Participa en generación de electricidad en conjunto con las Cooperativas asociadas, de conformidad con la Ley N° 8345.
- h) Usuarios conectados en alta tensión: Abonado en alta tensión, persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.
- i) Y otros legalmente autorizados.

Agregador: es la persona física o jurídica legalmente instituido ante la Aresep como un agente económico independiente que, desde el conocimiento y el uso intensivo de la tecnología, estructura la demanda energética para aportar al abonado o PDER, o un conjunto de ellos, una serie de beneficios adicionales, incluyendo la habilitación para proveer servicios al operador del sistema de distribución de la empresa eléctrica del abonado.

Capacidad de penetración o de alojamiento por circuito: Es la capacidad máxima de cada circuito eléctrico del SEN para poder aceptar DER sin que estos afecten su operación y sin afectar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico por su interacción con la red de distribución. Una vez que se alcanza esta capacidad instalada, la posibilidad de efectos adversos en la operación del circuito es alta.

Disparo indebido o falso: se presenta cuando el aporte a corrientes de falla de los generadores instalados en un circuito provoca el disparo indebido de su interruptor principal durante una falla en un segundo circuito que comparte la misma subestación (fuente). Conocido en la literatura técnica por su término en inglés: sympathetic tripping.

Fuentes de energía renovable: 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.

Fuentes de energía renovable variables: fuentes de energía renovable cuya fuente de energía primaria varía con el tiempo, se caracterizan por su comportamiento no constante en el tiempo e incierto, dependiente de las condiciones meteorológicas o hidrológicas, por lo tanto, difícil de pronosticar con precisión.

Mercado eléctrico Nacional (MEN): ámbito regulado en el que se satisface la demanda nacional de electricidad. Participan prestadores del servicio público de electricidad en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, debidamente autorizados por Ley al efecto. Así como los consumidores conectados en alta tensión.

PDER: toda persona física o jurídica que posee u opere un DER.

Punto de conexión⁷: Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.

Recursos energéticos distribuidos (DER): son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de inyectar potencia activa a la red. Para efectos de este procedimiento, únicamente se consideran los sistemas de generación distribuida para autoconsumo y almacenamiento.

Sistemas de almacenamiento de energía: toda tecnología (eléctrica, magnética, mecánica, electroquímica o química), con capacidad de manera cíclica de almacenar energía eléctrica que fue generada en un momento previo, para su utilización de manera diferida, es decir posterior al momento de generación. Dentro del almacenamiento de energía se incluyen las centrales de bombeo.

Sistemas a gran escala: Todos los sistemas de generación distribuida excluidos de la definición de sistemas a pequeña escala.

⁷ Norma técnica AR-NT-POASEN, artículo 3 “Definiciones”.

Sistemas a pequeña escala⁸: Se define como sistema a pequeña escala a todos los medios de generación distribuida para autoconsumo interconectados con el SEN, con potencia menor o igual a 5.000 kilowatts (5 MW), misma que será revisada cada 3 años por el MINAE.⁹

1.6 Siglas y acrónimos

AMI: Infraestructura de medición avanzada (por sus siglas en inglés: Advanced Metering Infrastructure).

Aresep: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica.

BT: Baja tensión

DER: Recursos energéticos distribuidos (por sus siglas en inglés: Distributed Energy Resources)

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía

MT: Media tensión

OS: Operador del Sistema

PCPC: Procedimiento de capacidad de penetración por circuito

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

SIG: Sistema de información geográfica.

SCADA: Sistema de adquisición de datos y de control supervisorio (por sus siglas en inglés Supervisory Control and Data Acquisition).

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

2. CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES

Las capacidades de alojamiento de DER varían a lo largo del circuito. Estas capacidades no se mantienen constantes en el tiempo debido a posibles cambios topológicos en este, así como cambios en carga y generación, la conexión de nuevos DER, entre otros, por lo que por lo que se debe estimar la capacidad de penetración en cada circuito con periodicidad anual.

⁸ Decreto N° 43879-MINAE Reglamento a la Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Capítulo II Del Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo a Pequeña Escala, Artículo 7.

⁹ Para efectos de la aplicación de este procedimiento, la potencia del sistema interconectado corresponde a la suma de la potencia total de sistema interconectado en un mismo punto de conexión.

La determinación de la capacidad de penetración de DER por circuito debe contemplar como mínimo los siguientes análisis:

- Tensión: debe considerar las posibles variaciones de tensión, condiciones de tensiones altas y bajas en MT y BT, así como impacto en los equipos de regulación de tensión en el circuito.
- Protección: debe considerar los potenciales problemas de selectividad y coordinación de las protecciones existentes debido a cambios en las corrientes de falla por los aportes de los DER. Los tipos de falla a considerar son: falla trifásica a tierra, monofásica a tierra, bifásica a tierra y bifásica, con impedancia de falla igual a cero para todos los casos.
- Cargabilidad: debe considerar las posibles sobrecargas térmicas tanto en conductores como en transformadores ante un aumento del flujo de corriente en el circuito por las inyecciones de potencia de los DER.

Los estudios¹⁰¹¹ para estimar la capacidad de los circuitos para alojar recursos energéticos distribuidos se basan en simulaciones por computadora de escenarios futuros que modelan el comportamiento de la red para diferentes niveles de penetración de DER y así evaluar los efectos de estos recursos en la red.

Los estudios deben realizarse en un software de simulación de circuitos de MT y BT con capacidad de realizar cálculos de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito, con y sin DER, para aplicar los criterios de evaluación que se detallan en este procedimiento. Indistintamente de la herramienta que decida el sujeto de aplicación, esta debe satisfacer las necesidades que se detallan en este instrumento regulatorio.

No obstante, la empresa distribuidora debe presentar ante la adquisición de una herramienta o software, un análisis costo beneficio que permita a la Aresep realizar la valoración de la inversión en el marco de la aplicación tarifaria que realiza la Intendencia de Energía o el área encargada de fijar las tarifas.

Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.

¹⁰ *Impact Factors, Methods, and Considerations for Calculating and Applying Hosting Capacity*. EPRI, Palo Alto, CA: 2018. 3002011009.

¹¹ Nagarajan, Adarsh and Yochi Zakai. 2022. Data Validation for Hosting Capacity Analyses. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-81811

Cada empresa de distribución de energía eléctrica debe extraer de sus sistemas de información geográficos la información de los elementos del circuito para la posterior inclusión en el software de simulación. En consecuencia, cada empresa distribuidora debe contar con un modelado depurado y estandarizado de sus circuitos de distribución, que permita estimar la capacidad de alojamiento de los DER.

Cada empresa distribuidora deberá estimar la capacidad de penetración en cada circuito para DER de gran escala y de pequeña escala. Para evaluar DER de gran escala se deben considerar asignaciones en diferentes nodos trifásicos de MT a lo largo del circuito, uno a la vez, mientras que para el caso de pequeña escala se deben considerar múltiples nodos de MT y BT de manera simultánea. En este segundo caso, los DER se deben asignar a partir de la ubicación y distribución de la carga actual en el circuito.

Los resultados de capacidad de penetración de DER deben guardarse en el sistema de información geográfica para la posterior generación y publicación de los mapas de capacidad de penetración.

Dentro de los principales factores que definen la cantidad de DER que pueden ser instalados en un circuito de distribución se encuentran:

- a) Localización y comportamiento de la demanda del circuito.
- b) Localización y comportamiento de las inyecciones de potencia en el circuito.
- c) La topología y características del circuito.

Dado que todos los circuitos tienen características particulares, la capacidad de alojamiento en cada circuito es propia y no necesariamente será similar a otro circuito, indistintamente de compartir el mismo nivel de tensión nominal o poseer una longitud similar. Por esto, los estudios de capacidad de alojamiento deben realizarse para cada circuito de manera independiente.

3. CARACTERÍSTICAS QUE CUMPLE EL PROCEDIMIENTO TÉCNICO

Transparente y abierto: el procedimiento técnico sirve de guía clara y abierta para que pueda ser analizada por terceros en términos de supuestos utilizados, ventajas, desventajas y posibilidades de mejora, ya que estos análisis y métodos están en constante evolución.

Repetible y consistente: es repetible pues deberá aplicarse cada cierto tiempo por las modificaciones de los circuitos, a saber: capacidad instalada, demanda y cambios topológicos. Además, tiene la capacidad de ser aplicado por cada una de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Disponible: está basado en información disponible de las empresas eléctricas, entre ellas el modelo del circuito en SIG, los registros de mediciones, cálculos de corrientes de falla en subestación y registros de AMI.

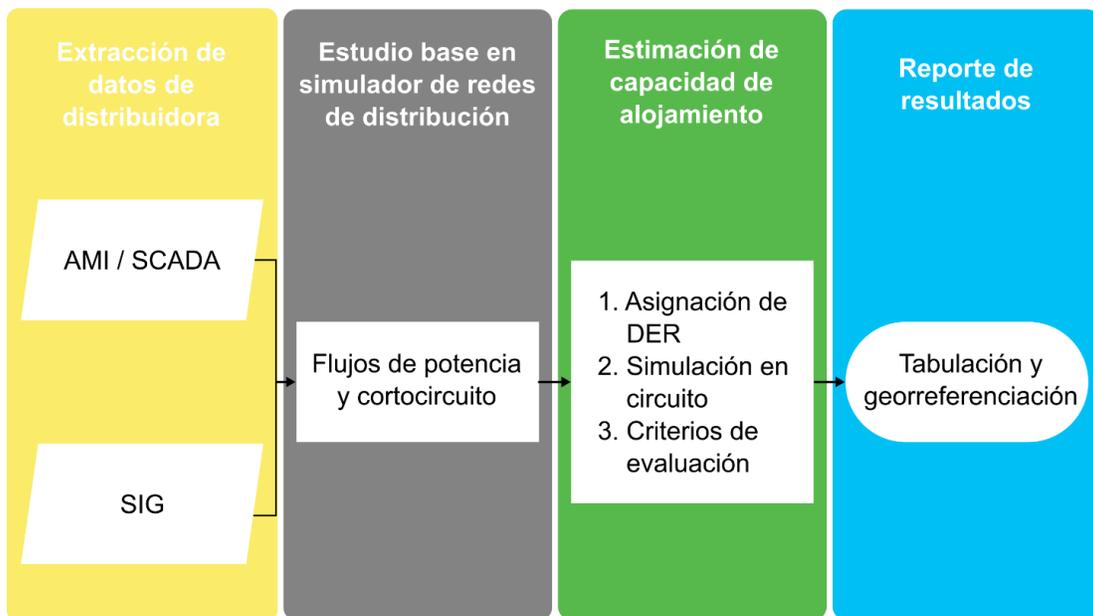
Escalable y eficiente: permite la escalabilidad para analizar sistemas de distribución completos, con capacidad de producir los resultados deseados con poco o ningún desperdicio (en cuanto a tiempo u otros recursos).

Considera todas las ubicaciones de DER: la ubicación de los DER en el circuito es uno de los principales factores que impactan la capacidad de alojamiento. Por esto, todas las secciones del circuito deben ser evaluadas¹² y se consideran potenciales puntos de instalación tanto a nivel de MT como BT.

Este procedimiento se debe aplicar para una sola topología del circuito en condiciones normales de operación. Si se desea analizar la capacidad de alojamiento para diferentes configuraciones topológicas del circuito, por ejemplo, en condiciones de respaldo, las empresas eléctricas y/o el OS podrán repetir el análisis para cada uno de los casos.

La Figura 1 muestra el diagrama general del procedimiento técnico para estimar la capacidad de alojamiento de DER en los circuitos de distribución:

Figura 1. Diagrama general del PCPC



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

¹² San Diego Gas and Electric Company, "Module 3, Pre-Commercial Demonstration of the EPRI DRIVE Tool" 2017.

El procedimiento se divide en cuatro etapas que se detallan en este procedimiento. La primera se relaciona con la información requerida para realizar el estudio de capacidad de penetración. La segunda etapa consiste en el estudio base del circuito para simular y representar la condición actual del circuito de distribución por medio de cálculos de flujos de potencia y cortocircuitos. Este estudio base se usa para comparar la condición actual contra las condiciones del circuito a mayores niveles de penetración de DER. La tercera etapa consiste en la asignación y simulación de DER futuros en el circuito de distribución y la aplicación de los criterios de evaluación. La última etapa consiste en el reporte de resultados y la creación de los mapas de capacidad de penetración del circuito.

4. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

El modelado del circuito en el software de simulación se obtiene a partir de la información disponible en el SIG de cada empresa distribuidora. Se deben modelar todos los elementos de media y baja tensión, entre ellos: líneas aéreas y subterráneas, elementos de protección y seccionamiento, elementos de regulación de tensión, transformadores, recursos distribuidos existentes, acometidas y cargas.

La empresa distribuidora debe seleccionar un día y hora del año calendario previo a la realización del estudio para representar la condición actual del circuito. La selección del día, sea uno típico o crítico, y la hora a evaluar queda a criterio técnico de la empresa distribuidora. Se utilizarán los registros en SCADA de la potencia activa y reactiva y la tensión, todas medidas en la cabecera del circuito.

La empresa distribuidora podrá utilizar información de medidores inteligentes, curvas de carga típicas u otros algoritmos de asignación de carga para representar la demanda de las cargas (servicios).

En el caso de que el circuito ya tenga DER instalados, de gran o pequeña escala, se debe asignar la potencia activa y reactiva de salida de cada DER a la hora seleccionada, según mediciones disponibles de las inyecciones del DER, o en su defecto por estimaciones de potencia de salida según la potencia nominal de cada DER. Los sistemas de almacenamiento de energía ya instalados en el circuito deben modelarse en modo de descarga a potencia activa nominal y factor de potencia unitario.

Para efectos de este procedimiento, los DER que hayan sido autorizados para conectarse al circuito, pero que aún no lo hicieron antes de la fecha de realización del estudio, deben ser tomados en cuenta en el modelado del circuito como si fueran DER ya instalados (existentes) y en operación.

Para los estudios de cálculo de fallas, la empresa distribuidora deberá utilizar los datos de corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica en la salida del circuito.

En caso de no contar con esta información, debe ser solicitada al Instituto Costarricense de Electricidad. Además, se debe recolectar la potencia nominal en kVA de los DER ya instalados y en el caso de ser generadores síncronos se deben utilizar las impedancias de las máquinas para los estudios de cálculo de corrientes de cortocircuito.

5. ESTUDIO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS

Para la aplicación de este procedimiento técnico, se parte de un estudio base de flujos de potencia, el cual representa las condiciones actuales del circuito en condiciones normales de operación. Además del modelo del circuito, se debe utilizar como datos de entrada la potencia activa y reactiva y la tensión medidas en la cabecera del circuito para el día y hora seleccionados. Los DER existentes deben simularse con la potencia activa y reactiva de salida en la hora y día seleccionados y los equipos reguladores de tensión instalados en el circuito deben modelarse bloqueados para una derivación o etapa específica, o sea sin capacidad de controlar tensión automáticamente.

Para el estudio base de flujos de potencia se deben simular dos escenarios:

- Un primer escenario donde se toman en cuenta las inyecciones de los DER instalados (o existentes) en el circuito. De la solución de este estudio de flujos de potencia se deben registrar las tensiones en todos los nodos del circuito, tanto de MT como BT, así como el nivel de carga en todas las líneas, transformadores y reguladores de tensión en el circuito.
- Un segundo escenario donde la potencia activa y reactiva de salida de los DER se fija en cero y las cargas del circuito mantienen la misma demanda que en el flujo de potencia anterior. De la solución de este estudio de flujos de potencia solo se necesita registrar la tensión en todas las barras del circuito, tanto de MT como BT.

Para el estudio base de cálculo de corrientes de cortocircuitos, siempre se debe considerar el aporte de corrientes de falla monofásicas y trifásicas de la red de transmisión. Estos son los datos de entrada en el cálculo de corrientes de cortocircuito.

El aporte a corrientes de falla de generadores síncronos ya instalados en el circuito dependerá de las impedancias de dichos generadores, mientras que los recursos distribuidos conectados a la red por inversores deben modelarse como fuentes con aporte máximo a corrientes de falla de 1,2 veces su corriente nominal. Se permite usar otro valor de aporte máximo si se justifica y respalda técnicamente la modificación.

Los estudios de cortocircuito del estudio base deben considerar fallas balanceadas y desbalanceadas en los nodos de MT más cercanos a los elementos de protección y en los extremos finales de las zonas de protección, según lo detallado en los criterios de evaluación. No se deben evaluar fallas localizadas a nivel de BT, pero

sí el aporte de recursos distribuidos en este nivel de tensión. Para cada ubicación y para cada tipo de falla (trifásica a tierra, monofásica a tierra, bifásica a tierra y bifásica) se deben registrar las corrientes que pasan por los elementos de protección durante la evaluación de cada falla.

Los criterios que necesitan la comparación con el caso base son a) variaciones de tensión, b) aumento de acciones de control, c) reducción de alcance, d) aumento de corrientes de cortocircuito y e) coordinación fusible-interruptor. De estos 5 solo los de protecciones se comparan contra las condiciones actuales del circuito (caso base con DER).

Esto tiene como fin alertar a la empresa distribuidora de la necesidad de revisar los esquemas de protección cuando la capacidad de penetración de DER llegue a ser tal que las corrientes de falla pasantes por los elementos de protección cambien considerablemente con respecto de la condición actual.

Dado que las empresas distribuidoras revisan y actualizan los esquemas de protección de sus circuitos, no se justifica compararlo con corrientes de falla disponibles en años anteriores cuando no había DER en el circuito.

6. ASIGNACIÓN Y SIMULACIÓN DE DER FUTUROS EN EL CIRCUITO

La asignación y simulación de los DER futuros dependerá si se analiza el caso de gran o pequeña escala.

6.1. Asignación y simulación de DER de gran escala

Este método asigna DER a los nodos trifásicos de MT que se encuentren a una distancia predefinida, iniciando desde la subestación hasta el final del circuito. La empresa distribuidora definirá una distancia entre nodos no mayor a 300 metros, además debe considerar al menos 10 nodos trifásicos distribuidos a lo largo del circuito.

La Figura 2 esquematiza la asignación de los DER para los diferentes nodos seleccionados. Para cada nodo evaluado se incrementa la potencia de salida del DER en pasos fijos de 250 kW para circuitos de 13,2 kV y 13,8 kV, 500 kW para circuitos de 24,9 kV y 1000 kW para circuitos a 34,5 kV, y se realizan corridas de flujos de potencia y cortocircuitos mientras se revisa el cumplimiento de los criterios de evaluación. No se avanza ni se asigna DER al siguiente nodo seleccionado hasta encontrar la capacidad de alojamiento en el nodo actual, pues el procedimiento consiste en analizar un nodo a la vez.

Para efectos de los cálculos de flujos de potencia, los DER asignados deben modelarse como fuentes de potencia activa a factor de potencia unitario y sin capacidad de controlar tensión.

Figura 2. Asignación de DER en circuito de distribución para diferentes niveles de alojamiento



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

La capacidad en kVA del DER simulado no debe ser inferior a la potencia activa asignada en cada paso de penetración. Como los DER se instalan a nivel de MT, también se debe modelar un transformador trifásico con una capacidad en kVA igual a la del DER. El transformador se debe modelar en conexión estrella aterrizada – estrella aterrizada pues es la que permite el mayor aporte del DER a cualquier falla en el lado de MT, siendo este el caso más crítico.

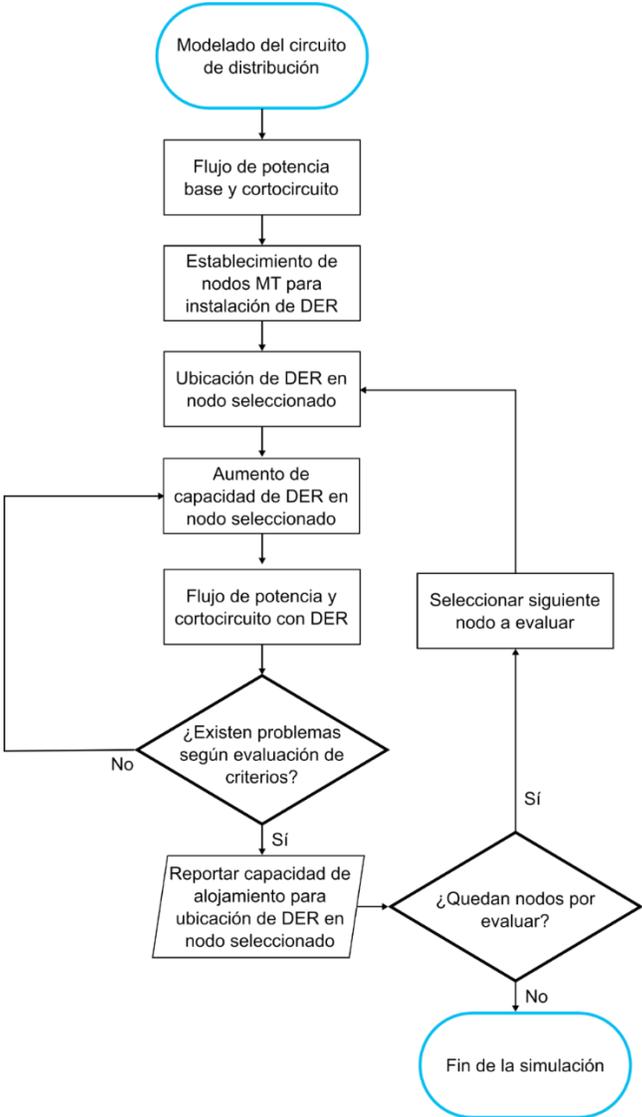
Para analizar los criterios de evaluación de protecciones, la empresa distribuidora debe realizar el estudio para generadores síncronos y para DER conectados a la red por medio de inversores. En el primer caso, se deben usar impedancias típicas de cortocircuito de un generador síncrono. En el segundo caso, el DER se debe modelar como una fuente con aporte máximo de falla de 1,2 veces su corriente nominal. Se permite usar otro valor de aporte máximo si se justifica y respalda técnicamente la modificación.

La Figura 3 muestra el diagrama de flujo del método de asignación y simulación de DER futuros de gran escala. Se comienza con la creación del modelo del circuito y el estudio base de cálculo de flujos de potencia y cortocircuitos. Seguidamente, se escogen los nodos de MT que albergarán los DER según la distancia seleccionada por la empresa distribuidora para cumplir con el número mínimo de nodos por evaluar.

Para el primer nodo seleccionado, se asignan los primeros kW al DER respectivo y se realizan las simulaciones de flujos de potencia y cortocircuitos para este nivel de penetración de DER y se revisa el cumplimiento de los criterios de evaluación. Si no hay problemas, se aumenta la asignación de potencia en el nodo hasta encontrar un incumplimiento. La capacidad de alojamiento en dicho nodo será la mayor potencia en kW del DER que sí cumple con los criterios de evaluación.

Luego, se elimina el DER y su transformador en el nodo y se evalúa la capacidad de alojamiento en el siguiente nodo. El procedimiento se repite hasta encontrar las capacidades de alojamiento en todos los nodos trifásicos de MT candidatos a alojar los DER, según la distancia seleccionada.

Figura 3. Diagrama de flujo de método para analizar DER de gran escala



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

6.2. Asignación y simulación de DER de pequeña escala

Para analizar la capacidad de alojamiento de DER de pequeña escala en varias localizaciones del circuito y de manera simultánea, se asignan los DER a partir de a) la ubicación y distribución de carga actual en el circuito¹³ o b) de manera estocástica. En el caso b) se deben considerar múltiples simulaciones hasta alcanzar una buena representación estadística.

El nivel de penetración, medido en kW, debe incrementarse progresivamente para revisar el cumplimiento de los criterios de evaluación en MT y BT. Los DER deben ubicarse en todos los puntos de carga de MT y en el lado de BT de todos los transformadores de distribución del circuito o bien de manera estocástica. Para un nivel de penetración por evaluar, la potencia debe distribuirse en los puntos donde se ubicaron los nuevos DER. La capacidad en kVA de cada DER simulado no debe ser inferior a la potencia activa asignada al DER en cada paso de penetración.

La asignación de potencia en los DER ubicados en el lado de BT de cada transformador de distribución existente no debe superar la capacidad nominal del transformador.

En el caso de nodos de carga de MT, el DER debe conectarse por medio de un transformador trifásico o monofásico según corresponda, con una capacidad en kVA igual a la del DER. Si el transformador es trifásico, la conexión debe ser estrella aterrizada – estrella aterrizada.

Para los estudios de flujos de potencia, todos los DER futuros se deben modelar como fuentes de potencia activa a factor de potencia unitario sin control de tensión. Además, los equipos reguladores de tensión deben mantener la misma derivación o etapa usada en el estudio base.

Para los estudios de cortocircuito, los DER futuros se deben modelar con aporte máximo de falla de 1,2 veces su corriente nominal. Se permite usar otro valor de aporte máximo si se justifica y respalda técnicamente la modificación.

Si la simulación para un nivel de penetración de DER es tal que uno o varios de los circuitos de BT incumplen con alguno de los criterios de evaluación, esos secundarios no serán candidatos para alojar más potencia de DER en la simulación, pero mantendrán la capacidad de DER antes del incumplimiento.

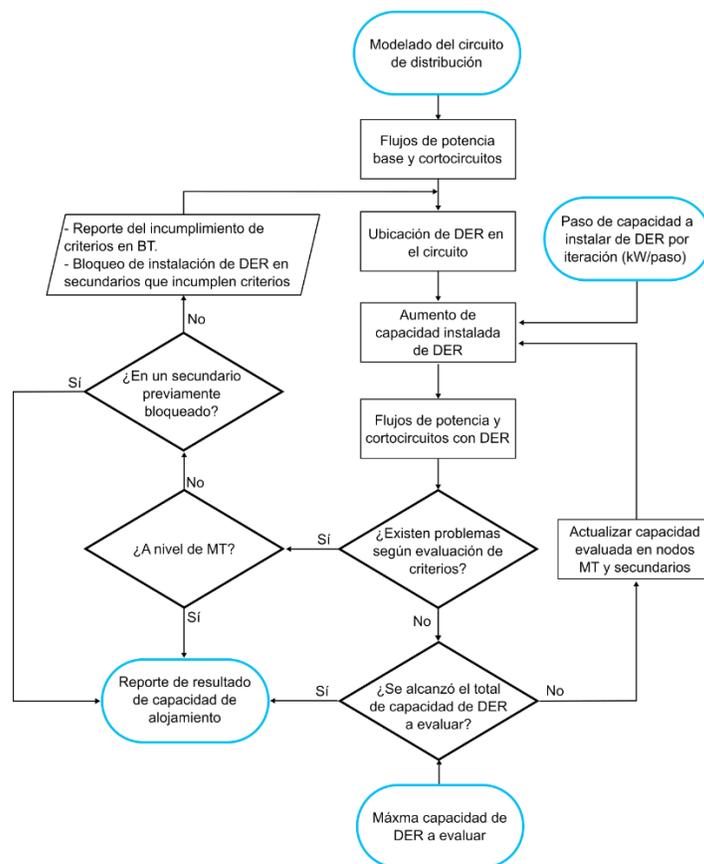
El incumplimiento de al menos un criterio de evaluación en MT resultará en la finalización de la simulación y la capacidad de penetración en el circuito será la última suma de capacidades de DER antes de encontrar el incumplimiento.

¹³ *Impact Factors, Methods, and Considerations for Calculating and Applying Hosting Capacity*. EPRI, Palo Alto, CA: 2018. 3002011009.

La Figura 4 muestra el diagrama de flujo del método de asignación y simulación de DER futuros de pequeña escala. El análisis inicia con el estudio base de donde se calculan los flujos de potencia y corrientes de cortocircuito para la condición actual del circuito. Después se ubican y asignan potencias a los DER futuros según la distribución y ubicación de carga actual en el circuito o con el método estocástico seleccionado.

Después se simula el escenario con los DER futuros para el nivel de penetración de interés y se revisa el cumplimiento de los criterios de evaluación. Esto se repite para los diferentes niveles de penetración hasta llegar a la capacidad de DER máxima por evaluar o hasta que ya no es posible instalar más DER según los criterios de evaluación. Como se mencionó anteriormente, el incumplimiento de un criterio a nivel de BT conlleva a la imposibilidad de asignar más potencia a los DER de dicho secundario. Por el contrario, el incumplimiento de un criterio de MT resultará en la finalización de la simulación.

Figura 4. Diagrama de flujo de método para analizar DER de pequeña escala



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

7. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO

Las empresas distribuidoras deberán verificar que la integración de DER en cada uno de sus circuitos no interfiera con el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, este servicio público sujeto a regulación, de conformidad con el artículo 4 inciso d) de la Ley N° 7593, y los artículos 5, 6 y 11 de la Ley N° 10086.

Con el fin de estimar la capacidad de alojamiento de DER en sus circuitos de distribución, las empresas distribuidoras deberán considerar criterios de evaluación de tensiones, acciones de control, térmicos y de protecciones. Según los equipos existentes en los circuitos de distribución y las actualizaciones de la coordinación de las protecciones respectivas, los criterios de acciones de control y protecciones podrían ser no considerados, como se explica a continuación:

7.1. Aumento de tensiones en régimen permanente

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben mantener la tensión de los clientes en $\pm 5\%$ de la tensión nominal durante la mayor parte del tiempo, según lo estipulado en la norma ANSI C84.1 y el reglamento técnico AR-NT-SUCAL en su versión vigente.

El criterio de evaluación de la tensión de régimen permanente en los estudios de alojamiento a considerar es que la tensión en todos los nodos de MT y BT no debe superar el valor de 1,05 p.u.

Para aplicar este criterio, se realizan las simulaciones de flujos de potencia con DER futuros en los diferentes niveles de penetración evaluados y se revisa que la tensión en todos los nodos de media y baja tensión no supere 1,05 p.u.

7.2. Variaciones de tensión

Las variaciones de la potencia de los DER conllevan a fluctuaciones rápidas de la tensión que pueden provocar interrupción de equipo sensible de algunos clientes o la operación más frecuente de equipos reguladores de tensión.

La fluctuación máxima permitida es $\pm 3\%$ a nivel de MT, de acuerdo con el documento 1453-2015 de prácticas recomendadas de la IEEE¹⁴. Para circuitos en BT, la desviación máxima¹⁵ permitida es de $\pm 5\%$.

Para aplicar este criterio, se calcula la diferencia existente entre la magnitud de tensión con y sin DER (estudio base para el escenario b) de flujos de potencia) para todos los nodos del circuito. Si la desviación de tensión es inferior a 3% para nodos en MT y 5% para nodos en BT, el nivel de penetración de DER es permitido.

7.3. Desbalances de tensión:

El desbalance de cargas entre fases se convierte en un problema de calidad de energía cuando el desbalance de tensión es mayor que cierto umbral. El desbalance de tensión conduce a pérdidas adicionales, calentamiento y falla prematura de motores de inducción y transformadores, que afectan a la empresa de energía eléctrica y a sus clientes.

El desbalance de tensión se puede calcular como a) el cociente del valor absoluto de la mayor diferencia entre cualquiera de los valores de tensión fase a fase y el valor promedio de las tensiones fase a fase¹⁶ o b) como el cociente de la tensión de secuencia negativa y de secuencia positiva¹⁷.

El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad instalada de DER que resulta en desbalances de tensión de barras trifásicas de MT o BT superiores a 3%.

Para aplicar este criterio, se calcula el desbalance de tensión en todos los nodos trifásicos del circuito, tanto en MT como en BT, para las simulaciones con DER futuros. Si el desbalance en todas las barras trifásicas es menor al 3%, el nivel de penetración de DER es permitido.

7.4. Aumento de acciones de control

En los puntos donde se encuentran equipos de control de tensión como reguladores de tensión o bancos de capacitores controlados automáticamente, la desviación de tensión máxima permitida en el nodo controlado se establece como la mitad ($\frac{1}{2}$) de

¹⁴ IEEE Power and Energy Society, IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems, vol. 2015. 2015.

¹⁵ Distributed Photovoltaic Feeder Analysis Preliminary Findings from Hosting Capacity Analysis of 18 Distribution Feeders, EPRI, 2013.

¹⁶ Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCAL

¹⁷ IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Power and Energy Society.

la banda de tensión establecida para dichos equipos, con el fin de asegurar que las fluctuaciones de tensión en el nodo controlado no resultarán en una operación más frecuente de dichos equipos y la posible reducción de su vida útil.

Para aplicar este criterio, se calcula la diferencia existente entre la magnitud de tensión con y sin DER (estudio base para el escenario b) de flujos de potencia) en los nodos cuya tensión está directamente controlada por bancos de capacitores y reguladores de tensión. Si la diferencia es inferior a la mitad de la banda de control de tensión de dichos equipos, el nivel de penetración de DER es permitido.

Este criterio no es aplicable en circuitos de distribución que no cuentan con reguladores de tensión o bancos de capacitores controlados automáticamente.

7.5. Sobrecarga de conductores y transformadores

El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad instalada de DER que impliquen corrientes superiores al 100% de la ampacidad de los conductores a 60 C o la capacidad de los transformadores de distribución debido a los flujos inversos.

Para aplicar el criterio se revisa si el nivel de penetración de DER futuro no conlleva a corrientes en conductores que exceden las ampacidades respectivas. En tal caso, el nivel de penetración de DER es permitido.

Análogamente a la revisión de sobrecarga de conductores, se revisa el nivel de carga de los transformadores para las simulaciones con DER futuros. Si la potencia pasante en los transformadores no excede su valor nominal, el nivel de penetración de DER es permitido.

7.6. Reducción de alcance

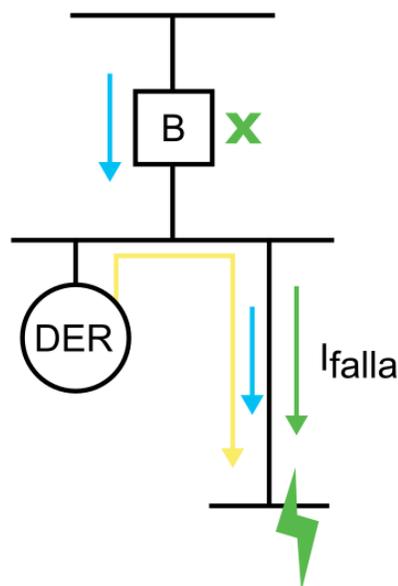
Un elemento de protección, por ejemplo, un interruptor (simbolizado en las figuras como B), experimentará una reducción de alcance cuando la contribución de los DER a la falla provoque una reducción de la corriente pasante por dicho elemento. La reducción de alcance es de esperar cuando los DER con aporte a fallas se encuentran localizados entre el elemento de protección y la falla (Ver Figura 5).

El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad instalada de DER que, en caso de que ocurra una falla en el extremo final de un ramal, circuito o zona de protección, conlleva a una reducción considerable de la corriente pasante por el elemento de protección ubicado aguas arriba, y que podría llevar a retardos del disparo o a la incapacidad del relé de protección de detectar la falla.

El criterio se evalúa al simular fallas en el nodo más lejano aguas abajo y en el nodo más lejano de la zona de protección de los interruptores y reconectores del circuito. Se debe registrar la corriente pasante por el elemento de protección durante la falla con DER futuros y compararlo con el resultado de las corrientes pasantes obtenido en el estudio base de cortocircuitos. Si la disminución de la corriente pasante por todos los interruptores y reconectores es inferior a 10%, el nivel de penetración de DER es permitido¹⁸.

La evaluación de este criterio no es necesario en el estudio de capacidad de penetración de DER si la empresa distribuidora realiza actualizaciones semestrales a los ajustes de las protecciones que aseguran la selectividad y coordinación del sistema de protecciones.

Figura 5. Ilustración de reducción de alcance de interruptor por aporte de DER a corrientes de falla.



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

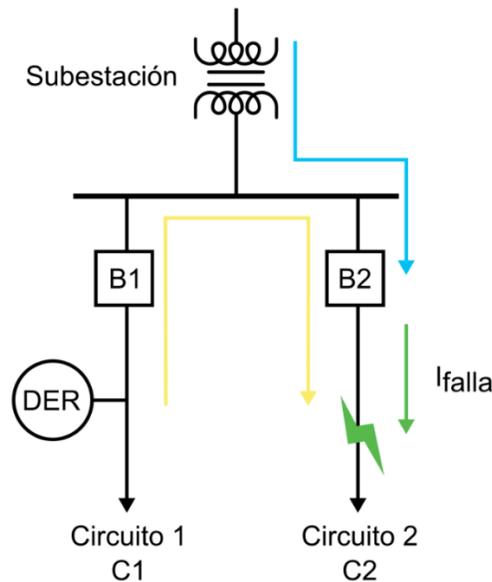
¹⁸ Distributed Photovoltaic Feeder Analysis Preliminary Findings from Hosting Capacity Analysis of 18 Distribution Feeders, EPRI, 2013.

7.7. Disparo indebido (sympathetic tripping)

Se considera que este tipo de disparo se puede dar si se cumplen las siguientes condiciones:

- Dos o más circuitos alimentados por la misma fuente.
- Presencia de DER con alta contribución a corrientes de falla.

Figura 6. Ejemplo de disparo indebido de interruptor B1



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

El disparo indebido del interruptor en la cabecera de un circuito puede darse cuando el aporte de corriente desde el alimentador con DER hacia otro circuito fallado excede la corriente de disparo (pick-up) del interruptor. Como se muestra en la Figura 6, el relé del interruptor B1 en C1 detecta una corriente de falla, que ocurre en C2, y abre en interruptor B1 indebidamente.

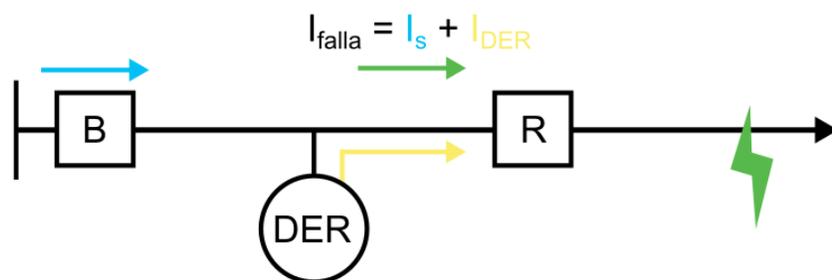
El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad de DER en el circuito que provocaría una corriente pasante igual a la corriente de disparo (pick-up) del relé 51P y 51N del interruptor principal, debido al aporte de corriente de los DER a una falla externa al circuito. Para evaluar este criterio, se deben simular fallas al final de una línea trifásica aérea de MT de 100 metros de longitud que se conecta en paralelo al circuito bajo estudio¹⁹. Esta línea representará el circuito externo.

La evaluación de este criterio no es necesario en el estudio de capacidad de penetración de DER si el interruptor principal tiene activado el relé de sobrecorrientes direccional con capacidad de discriminar fallas aguas arriba o aguas abajo del interruptor.

7.8. Aumento de corriente de falla

El incremento de las corrientes de falla que circulan por los elementos de protección dependerá de la ubicación de los DER con respecto a dichos elementos y la falla. La Figura 7 muestra una condición de reducción de alcance para el interruptor B, pero un aumento de la corriente de falla que ve el relé del reconectador R por una falla aguas abajo.

Figura 7. Aumento de la corriente de falla a través del elemento de protección R por el aporte de DER ubicados entre el elemento y la subestación



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

¹⁹ Determining the Impact of Steady-State PV Fault Current Injections on Distribution Protection, Sandia National Laboratories, 2016

El criterio de evaluación por aumento de corriente de falla consiste en identificar la capacidad de DER que provocaría un aumento máximo permitido de la corriente de falla en cualquier elemento de protección a nivel de MT (interruptores, reconectadores y fusibles). Para esto se deben evaluar las corrientes de falla que circulan (hacia adelante) a través de cada elemento de protección, como se ilustra en la Figura 7.

Para evaluar este criterio se simulan fallas en el nodo más cercano dentro de la zona de cada elemento de protección. Se debe registrar la corriente pasante por dicho elemento durante la falla con DER futuros y compararlo con el resultado de las corrientes pasantes obtenido en el estudio base de cortocircuitos. Si el aumento de la corriente pasante no supera el 10%, el nivel de penetración de DER es permitido²⁰.

La evaluación de este criterio no es necesario en el estudio de capacidad de penetración de DER si la empresa distribuidora realiza actualizaciones semestrales a los ajustes de las protecciones que aseguran la selectividad y coordinación del sistema de protecciones.

7.9. Coordinación fusible – interruptor

En presencia de DER, las corrientes de corto circuito pueden variar al punto que un esquema salva fusibles se puede perder. El criterio de evaluación se determina al encontrar la instalación de DER que hace que el aumento de la corriente de cortocircuito en el fusible de interés menos el aumento de la corriente en el interruptor (o reconectador) aguas arriba sea superior a un umbral dado.

La evaluación de este criterio no es necesario en el estudio de capacidad de penetración de DER si no se utiliza el esquema salva fusible en el circuito o si la empresa distribuidora realiza actualizaciones semestrales a los ajustes de las protecciones que aseguran la coordinación del esquema salva fusible.

²⁰ Distributed Photovoltaic Feeder Analysis Preliminary Findings from Hosting Capacity Analysis of 18 Distribution Feeders, EPRI, 2013.

8. REPORTE DE RESULTADOS DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN

En el caso de capacidad de alojamiento de DER de gran escala, los resultados deben presentarse en una capa en SIG con los nodos evaluados, así como la capa de líneas de MT del circuito superpuesta a una capa tipo ráster de distritos. El reporte para DER de gran escala no provee la capacidad de alojamiento de todo el circuito, sino que da información de la capacidad de alojamiento en los nodos de MT trifásicos evaluados.

En el caso de DER de pequeña escala se deben reportar las capacidades obtenidas en todos los transformadores de distribución y en las cargas de MT. Con este análisis sí se reporta la capacidad de alojamiento en el circuito porque los DER se instalan de manera simultánea a lo largo de todo el circuito.

Los mapas de capacidad de alojamiento de DER de pequeña escala deben mostrar las capas vectoriales de las líneas de MT, de cargas de MT y de los transformadores de distribución con los resultados obtenidos, superpuestas a una capa tipo raster de distritos.

Los mapas de capacidad de penetración de DER, de gran o pequeña escala, deben incluir, al menos, el nombre y número de identificación del circuito, los puntos cardinales, la ubicación de la subestación que alimenta el circuito y una leyenda con la escala de colores utilizada para identificar las diferentes capacidades de penetración a lo largo del circuito de distribución. Esta escala debe especificarse en unidades de kilowatts.

Los mapas deben publicarse en la página de la empresa de distribución, en una sección que indique 'Mapas Capacidad de Penetración DER'.

Para cada circuito analizado, la empresa distribuidora debe publicar una tabla resumen con los parámetros y criterios de evaluación considerados en el estudio del circuito. La tabla resumen debe mostrar, al menos, la siguiente información.

Tabla 1. Tabla resumen para circuito XYZ, tensión nominal XX,X kV.

Clasificación	Parámetro	Valor
Datos del circuito	Tensión en la cabecera	
	Día evaluado	
	Hora evaluada	
	Corriente cortocircuito 3F	
	Corriente cortocircuito 1F	
Criterios de tensión	Tensión máxima permitida	
	Desviación máxima de tensión en baja tensión	
	Desviación máxima de tensión en media tensión	
	Desviación máxima de tensión en nodos controlados	
	Desbalance máximo de tensión en nodos trifásicos de MT y BT	
Criterios térmicos	Nivel máximo de carga en conductores	
	Nivel máximo de carga en transformadores	
Criterios de dispositivos de protección	Aumento máximo de corriente de falla	
	Umbral máximo para esquema salva fusible	
	Máxima reducción de alcance	
	Corriente de disparo relé 51P	
	Corriente de disparo relé 51N	
Parámetros de simulación en integración de DER de pequeña escala	Paso máximo de nivel de penetración de DER de pequeña escala	
	Máxima capacidad de DER de pequeña escala a simular	
	Aporte de DER a corriente de cortocircuito, con respecto corriente nominal	

Clasificación	Parámetro	Valor
Parámetros de simulación en integración de DER de gran escala	Paso máximo de nivel de penetración de DER de gran escala	
	Número de nodos de MT trifásicos evaluados	
	Aporte de DER a corriente de cortocircuito, con respecto corriente nominal	
	Reactancia subtransitoria de generador síncrono.	
Herramienta computacional	Software	
	Versión	

9. INCUMPLIMIENTOS

En caso de presentarse incumplimientos por parte de los sujetos de aplicación respecto a lo establecido en este procedimiento, Aresep debe tomar las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

10. TRANSITORIO

A partir de la entrada en vigor del presente procedimiento, se otorga a las empresas distribuidoras de energía eléctrica un plazo máximo de 24 meses para realizar los análisis, estudios, simulaciones y modelaciones para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web de la empresa distribuidora la capacidad de penetración de DER en todos sus circuitos.

Las empresas deberán presentar los resultados de capacidad de alojamiento para al menos 10% de sus circuitos en un plazo máximo de 6 meses, al menos 40% de sus circuitos en un plazo máximo de 12 meses, al menos 70% de sus circuitos en un plazo máximo de 18 meses y el 100% de sus circuitos en el plazo de 24 meses, todos contados desde la entrada en vigor del presente procedimiento. La empresa deberá priorizar los estudios para los circuitos que actualmente no admiten generación distribuida por el criterio aplicado antes de la Ley N°. 10086.

Mientras transcurre el plazo recién indicado, para determinar la capacidad máxima de sistemas de DER conectados en un mismo circuito, se podrá utilizar como criterio de capacidad máxima no exceder²¹ el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del circuito registrada el año calendario anterior. Se considera demanda máxima, como aquella medida a la salida de la subestación a la cual está conectado el circuito bajo condiciones de operación normal del mismo, no se considera la potencia asociada a los circuitos de respaldo.

11. REFERENCIA

[1] Resultados del servicio profesional para determinar la capacidad de integración de recursos distribuidos en los circuitos de distribución del sistema eléctrico nacional de Costa Rica: Informe final, anexos, manuales, herramienta y demás productos generados y relacionados para determinar la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos en los circuitos de distribución del Sistema Eléctrico Nacional, derivados de la contratación 2020CD-000439-0000400001 firmada entre la Universidad de Costa Rica y el Centro Nacional de Control de Energía.

[2] Informe final del servicio profesional para determinar la capacidad de integración de recursos distribuidos en los circuitos de distribución del sistema eléctrico nacional de Costa Rica. Contratación 2020CD-000439-0000400001.

[3] Impact Factors, Methods, and Considerations for Calculating and Applying Hosting Capacity. EPRI, Palo Alto, CA: 2018. 3002011009.

[4] Nagarajan, Adarsh and Yochi Zakai. 2022. Data Validation for Hosting Capacity Analyses. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-81811

[5] San Diego Gas and Electric Company, "Module 3, Pre-Commercial Demonstration of the EPRI DRIVE Tool" 2017.

[6] IEEE Power and Energy Society, IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems, vol. 2015. 2015.

[7] Distributed Photovoltaic Feeder Analysis Preliminary Findings from Hosting Capacity Analysis of 18 Distribution Feeders, EPRI, 2013.

[8] Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCAL

[9] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Power and Energy Society.

[10] Determining the Impact of Steady-State PV Fault Current Injections on Distribution Protection, Sandia National Laboratories, 2016

²¹ *Alternatives to the 15% Rule: Final Project Summary*. EPRI, Palo Alto, CA: 2015. 3002006594.

[11] Alternatives to the 15% Rule: Final Project Summary. EPRI, Palo Alto, CA: 2015. 3002006594.

[12] Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional, AR-NT-POASEN.

[13] Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper (Meskin, et al), IET Journals, 2020.

6. CONCLUSIONES

El procedimiento cumplió con el proceso de ser revisado y analizado técnicamente por los funcionarios de Fuerza de Tarea destacada para este fin,

Este procedimiento entregado y revisado cumple con lo dispuesto en el artículo 6, inciso f) punto i) de la Ley N° 10086, siendo el instrumento que deberá utilizar las empresas distribuidoras de energía eléctrica y el OS/OM para determinar la capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.

- III. Tener como respuesta a las posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 8 de junio de 2023, lo señalado en el oficio OF-0235-CDR-2023 del 20 de julio de 2023 que acogió el informe IN-0033-CDR-2023 del 14 de julio de 2023, correspondiente al informe de respuesta a las posiciones, tomando en consideración los ajustes indicados en el Considerando XIV de la presente resolución y agradecer a los participantes la valiosa participación en este proceso.
- IV. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a comunicar el informe de posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 8 de junio 2023 por la DGAU y notificar la presente resolución en un solo acto a: la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L, (Coopelesca); el Instituto Costarricense de Electricidad; Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida; Empresa de Servicios Públicos de Heredia, Sociedad Anónima; Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, lo señalado en el oficio OF-0235-CDR-2023 del 20 de julio de 2023 que acogió el informe IN-0033-CDR-2023 del 14 de julio de 2023, tomando en consideración lo indicado en el Considerando XIV de la presente resolución.
- 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, el *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*.

- VI.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de Aresep, para que proceda con la divulgación de la presente resolución en la página web institucional.
- VII.** Instruir a la Intendencia de Energía para que desarrolle un plan de trabajo para la fiscalización y seguimiento al OS respecto a la implementación de este instrumento regulatorio en el ámbito de las competencias que le correspondan.
- VIII.** 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.

PUBLÍQUESE, NOTIFÍQUESE y COMUNÍQUESE

Eric Bogantes Cabezas, Presidente de la Junta Directiva, Alfredo Corder Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.—1 vez.—(IN2023809518).

Recuperado de: https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2023/09/14/ALCA174_14_09_2023.pdf