

Diario Oficial



ALCANCE N° 115 A LA GACETA N° 113

JORGE
EMILIO
CASTRO
FONSECA
(FIRMA)

Firmado digitalmente por
JORGE EMILIO
CASTRO FONSECA
(FIRMA)
Fecha: 2024.06.20
16:35:05 -06'00'

Año CXLVI

San José, Costa Rica, viernes 21 de junio del 2024

203 páginas

FE DE ERRATAS

DOCUMENTOS VARIOS

CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

AVISOS

COLEGIO DE CIENCIAS ECONÓMICAS DE COSTA RICA

NOTIFICACIONES

PODER JUDICIAL

PODER EJECUTIVO

RESOLUCIONES

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN RE-0043-JD-2024

ESCAZÚ, A LAS DIEZ HORAS Y DIEZ MINUTOS DEL SEIS DE JUNIO DE DOS MIL VEINTICUATRO

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

EXPEDIENTE OT-016-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 15 de abril de 2011, mediante la directriz N.º 14-MINAET, publicada en el Alcance Digital N.º 22 de La Gaceta N.º 74, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) emitieron la directriz *“Dirigida a los integrantes del subsector electricidad para incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el autoconsumo”*.
- II. Que el 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante el acuerdo 01-19-2014 de la sesión ordinaria 19-2014, celebrada el 31 de marzo de 2014, dictó la Norma técnica para la Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), publicada en el Alcance N.º 12, a La Gaceta N.º 69, del 8 de abril de 2014.
- III. Que el 8 de octubre de 2015, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) mediante el Decreto N.º 39220-MINAE, publicado en La Gaceta N.º 196 del 8 de octubre de 2015, decretaron el *“Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla”*.
- IV. Que el 15 de octubre de 2015, se publicó en La Gaceta N.º 200 el Decreto Ejecutivo N.º 39219-MINAE, el cual declaró de interés público y con rango de Política Pública Sectorial la ejecución de las acciones establecidas en el *“VII Plan Nacional de Energía 2015-2030”*.
- V. Que el 8 de febrero de 2019, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (DGCDR) mediante el oficio OF-0040-CDR-2019, solicitó a las empresas distribuidoras la información de fechas de contrato de los generadores distribuidos (Folio 55 expediente PIRM-001-2019)

- VI.** Que el 11 de febrero de 2019, el Regulador General mediante el oficio OF-0110-RG-2019, solicitó una propuesta que se centre en la identificación de oportunidades de mejora del marco legal y regulatorio aplicable a generación distribuida, y proponer las modificaciones que se consideren necesarias para la apropiada integración de los recursos distribuidos al SEN. (Folio 45 expediente PIRM-001-2019)
- VII.** Que el 1 de marzo de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0085-CDR-2019, nombró la fuerza de tarea encargada de desarrollar la propuesta solicitada por el Regulador General, mediante el oficio OF-0110-RG-2019. (Folio 44 expediente PIRM-001-2019)
- VIII.** Que el 22 de julio de 2019, la Contraloría General de la República (CGR) mediante el oficio DFOE-AE-0344, remitió el Informe N° DFOE-AE-IF-00008-2019, Auditoría operativa coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico. En el cual se indica *“A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO 4.8. Desarrollar una solución integral que asegure la correcta asignación de los costos de acuerdo con los diferentes usos y requerimientos que tienen los usuarios del servicio eléctrico, en las tarifas de uso de la red para la generación distribuida, de conformidad con los artículos 5 y 31 de la Ley N° 7593 y el 39 del Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE. Remitir a la Contraloría General un informe de avance cada seis meses iniciando el 30 de enero de 2020 y la resolución en la que se apruebe la solución integral, a más tardar el 31 de julio de 2022.”* (Folios 13-40 expediente OT-695-2019)
- IX.** Que el 2 de noviembre de 2020, la DGCDR mediante el oficio OF-0615-CDR-2020, propuso al Regulador General la integración de la fuerza de tarea para atender las recomendaciones de la CGR señaladas en el oficio DFOE-AE-IF-00008-2019 sobre la auditoría de energías renovables en el sector eléctrico (generación distribuida) y atención de posibles cambios en la regulación de esta actividad. (Folios 412-413, expediente PIRM-005-2021)
- X.** Que el 13 de mayo de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0131-CDR-2021, informó al Regulador General sobre confirmación y ajuste de la fuerza de trabajo, proponiendo como integrantes de la *“Metodología tarifaria para peajes de distribución y generación distribuida”* a Tony Mendez Parrales como coordinador, y en calidad de integrantes a: Ariel Solórzano Gutiérrez, Edwin Canessa Aguilar, Edgar Cubero Castro, Edwin Espinoza Mekbel, Álvaro Barrantes Chaves, Allan Quesada Rojas y Luis Miguel Alfaro Paniagua. (Folios 71-78 expediente PIRM-005-2021)

- XI.** Que el 17 de mayo de 2021, el Regulador General mediante el oficio OF-0302-RG-2021, otorgó visto bueno a la integración de la fuerza de tarea de acuerdo con el detalle del oficio OF-0131-CDR-2021. (Folio 79 expediente PIRM-005-2021)
- XII.** Que el 11 de mayo de 2021, mediante la resolución RE-0143-JD-2021, publicada en el Alcance N° 97 a La Gaceta N° 94 del 18 de mayo de 2021, la Junta Directiva de la Aresep aprobó los procedimientos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En dicha resolución, se aprobaron 10 procedimientos, de los cuales el 8° refiere al *“Procedimiento de Integración al SEN de energías renovables variables y sistemas de almacenamiento”*. Dicho procedimiento, al igual que los demás, fue propuesto ante la Aresep por la División Operación y Control del Sistema eléctrico (anteriormente llamado CENCE) como Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica, valorado técnicamente por la Intendencia de Energía (IE) y sometido a consulta pública, como parte del debido proceso.
- XIII.** Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance Digital N° 3 de la Gaceta N° 3 la Ley N° 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables.”*
- XIV.** Que el 17 de mayo de 2022, mediante el oficio OF-0153-CDR-2022, la DGCDR realizó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) la solicitud de criterio sobre el mecanismo de participación ciudadana aplicable para el caso de dos instrumentos regulatorios por desarrollar según lo dispuesto en la Ley No. 10086, artículo 6 inciso f, puntos i) e ii). (Folios 174-175, expediente OT-016-2023)
- XV.** El 26 de mayo de 2022, la DGAJR mediante el oficio OF-0405-DGAJR-2022, atendió la consulta respecto al mecanismo de participación ciudadana aplicable al desarrollo de los instrumentos regulatorios indicados en el inciso f) puntos ii) y iii) del artículo 6 de la Ley *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, N° 10086”*, realizada por la DGCDR mediante el oficio OF-0153-CDR-2022, solicitando a dicha dirección que *“indique de previo, el (los) tipo (s) de instrumento (s) regulatorio (s) que se elaboraría (n) a fin de cumplir con los incisos i) y ii) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N°10.086, sea que se trate de una metodología tarifaria, un reglamento”*. (Folios 269-270, expediente OT-016-2023)
- XVI.** El 1 de junio de 2022, la DGCDR mediante el oficio OF-0175-CDR-2022, en respuesta al citado oficio OF-0405-DGAJR-2022 señaló *“los tipos de instrumentos regulatorios que se elaborarían a fin de cumplir con los incisos i) y*

ii) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N° 10.086, serán procedimientos técnicos que servirán de guía metodológica para que tanto las empresas como el Operador del Sistema los puedan aplicar". (Folios 271-272, expediente OT-016-2023)

- XVII.** Que el 6 de junio de 2022, la DGAJR mediante el oficio OF-0421-DGAJR-2022 dio respuesta a consulta respecto al mecanismo de participación ciudadana aplicable al desarrollo de los instrumentos regulatorios indicados en el inciso f) puntos i) y i) del artículo 6 de la Ley "*Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables*", N° 10086, concluyendo entre otras cosas 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*". (Folios 273-285, expediente OT-016-2023)
- XVIII.** Que el 4 de julio de 2022, mediante oficio OF-0215-CDR-2022, la DGCDR realizó a la DGAJR la consulta sobre el aprobador y responsable del proceso de consulta pública de los procedimientos técnicos señalados en la Ley No.10 086. (Folio 286, expediente OT-016-2023)
- XIX.** Que desde el 12 de julio 2022, se coordinaron sesiones de trabajo con DOCSE en su calidad de Operador del Sistema (OS) para precisar la información y análisis técnicos eléctricos y estadísticos mínimos requeridos por tecnología de generación renovable variable que deban ser considerados.
- XX.** Que el 1 de agosto, la DGAJR mediante el oficio OF-0551-DGAJR-2022 dio respuesta al oficio OF-0215-CDR-2022, indicando que "*el CDR conforme a sus funciones, se encuentra llamado a desarrollar los instrumentos regulatorios dispuestos en la Ley N° 10.086 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*". (Folios 287 a 292, expediente OT-016-2023)
- XXI.** Que el 14 de diciembre de 2022, mediante el oficio OF-0422-CDR-2022, la DGCDR remitió al Regulador General, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el informe IN-0082-CDR-2022 del 13 de diciembre de 2022 con la propuesta I "*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional*", junto con sus anexos, y el correspondiente proyecto de resolución de la Junta Directiva, para su respectivo trámite. (Folio 50-51, expediente OT-016-2023)
- XXII.** Que el 23 de enero de 2023, mediante el acuerdo 03-06-2023, del acta de la sesión extraordinaria 06-2023, 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 para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional”.

- XXIII.** Que el 23 de enero de 2023, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el oficio OF-0043-SJD-2023 le comunicó, a la DGCDR, Dirección General Atención al Usuario (DGAU) y al Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo 3-06-2023 a fin de que se realizara la convocatoria de consulta pública y apertura del expediente de la propuesta del *“Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional”*. (Folio 1, expediente OT-016-2023).
- XXIV.** Que el 26 de enero de 2023, mediante el oficio OF-0014-CDR-2023, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación solicita a la DGAU la convocatoria para la consulta pública correspondiente (visible a folios 52 al 54).
- XXV.** Que el 1 de febrero de 2023, el Poder Ejecutivo publicó, en Alcance No. 17 de 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”*.
- XXVI.** Que el 6 de febrero de 2023, se publicó la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública, en el diario oficial La Gaceta No. 21. (Folios 165 al 166)
- XXVII.** Que el 7 de febrero de 2023, se publicó la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública, en los diarios de circulación nacional La Teja y Diario Extra. (Folios 165 al 166)
- XXVIII.** Que el 24 de febrero de 2023 fue la fecha máxima para recibir oposiciones o coadyuvancias.
- XXIX.** Que el 27 de febrero de 2023, la DGAU, mediante el informe IN-0107-DGAU-2023, se emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la consulta publicada realizada respecto de la propuesta *“Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional”*. (Folios del 171 al 172)
- XXX.** Que el 21 de abril de 2023, mediante el informe IN-0018-CDR-2023, la fuerza de Tarea remitió al director de la DGCDR, el informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública que finalizó el

24 de febrero de 2023, con el objeto de conocer la propuesta “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional.*” (Folios 294 al 322)

- XXXI.** Que el 23 de abril de 2023, mediante el informe IN-0019-CDR-2023, la Fuerza de Tarea remitió al director de la DGCDR, el informe técnico final del “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional.*” (Folios 323 al 369)
- XXXII.** Que el 24 de abril de 2023, mediante el oficio OF-0128-CDR-2023, la DGCDR, remitió al Presidente de la Junta Directiva, el informe IN-0019-CDR-2023 correspondiente al informe técnico final del “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional*” y el informe IN-0018-CDR-2023, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, así como el proyecto de resolución. (Folios 370 al 371)
- XXXIII.** Que el 25 de abril de 2023, la SJD, mediante el memorando ME-0062-SJD-2023, trasladó para su análisis a la DGAJR, el informe de análisis de posiciones, informe técnico final y proyecto de resolución del “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional*”. (Folio 372)
- XXXIV.** Que el 11 de mayo de 2023, la DGAJR mediante el oficio OF-0272-DGAJR-2023, emitió criterio respecto al “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional*”. (Folios 373 al 384)
- XXXV.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que la Ley 7593, en su artículo 5 inciso a, dispone que la 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 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.
- 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 del informe IN-0019-CDR-2023, citado, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

3. JUSTIFICACIÓN

La alta 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 ii), en el cual el legislador definió a la Autoridad Reguladora de los Servicio Públicos (Aresep) la función de elaborar el instrumento regulatorio que deberá aplicar el Operador del Sistema para determinar la capacidad de penetración segura de renovables al SEN.

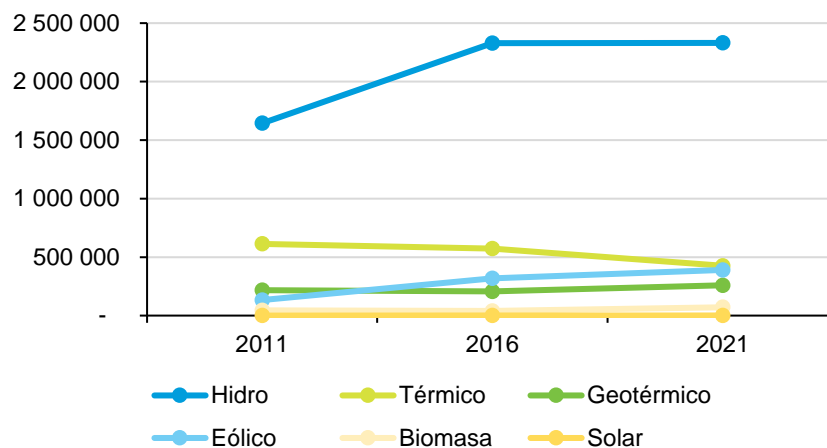
3.1. Matriz eléctrica de Costa Rica

En Costa Rica, entre 2015 y 2021 den 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 145 unidades, la eólica en 194% con 276 unidades y la solar pasó de 0 kW en 2011 a 1000 kW en 2021 con 10 unidades.

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



Fuente: Elaboración propia con datos de DOCSE, 2011, 2016, 2021.

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 11,2% en 2021 (cuadro 1).

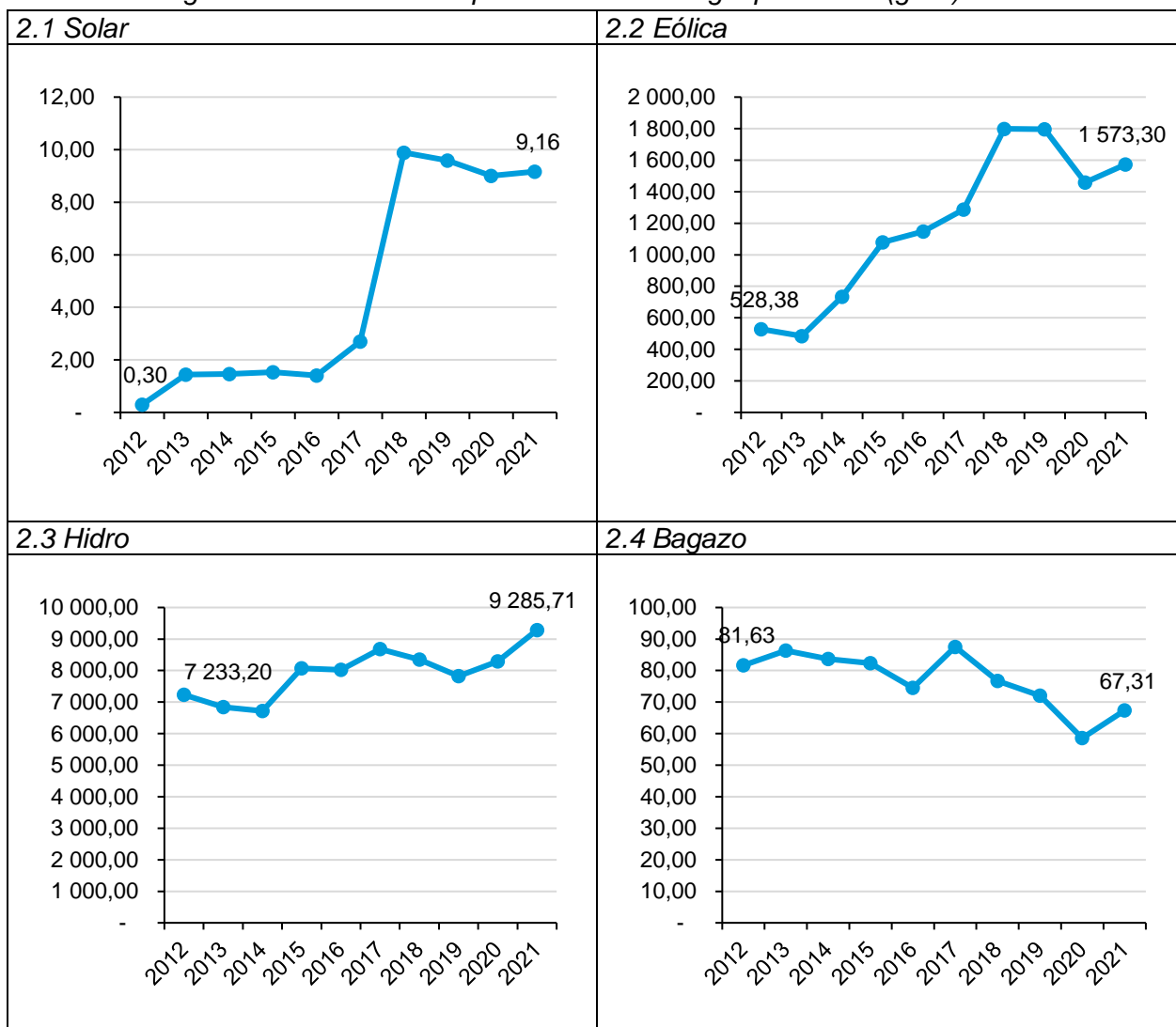
Cuadro 1. Distribución porcentual de la potencia instalada de placa a diciembre de 2011, 2016 y 2021

Fuente	2011	2016	2021
Hidro	62,0%	67,2%	67,0%
Térmico	23,1%	16,5%	12,2%
Geotérmico	8,2%	6,0%	7,4%
Eólico	5,0%	9,2%	11,2%
Biomasa	1,6%	1,2%	2,0%
Solar	0,0%	0,03%	0,03%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

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

La producción de energía para algunas fuentes se presenta en la figura 2, los mayores incrementos se presentan en la energía solar (2953,3% entre 2012 y 2021) y la eólica (197,8%); por su parte la producción por medio de bagazo experimentó una disminución de 17,5% y la hidro creció en 14,2%.

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

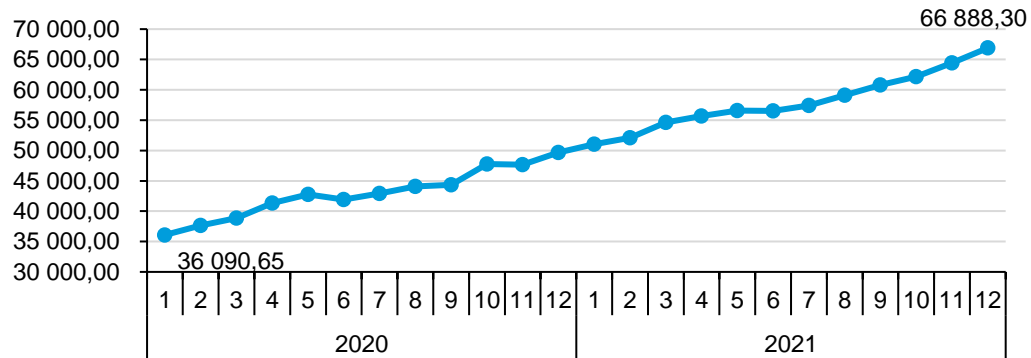


Fuente: Elaboración propia con datos del DOCSE, 2021.

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 2021.

Figura 3. Capacidad instalada (kW) de generación distribuida por mes^{a/}, 2020-2021



a/ Datos preliminares

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

Para diciembre de 2021 se contaba con 66.888 kW de capacidad instalada en generación distribuida, el 97% de esta corresponde a sistemas fotovoltaicos, 1,5% a biomasa y el 1,5% restante a hidro. El 55,6% 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 Coopeguanacaste se registra la menor capacidad instalada promedio (15,17 kW por generador distribuido), mientras que en Coopelesca se registra el mayor promedio, 60,78 kW por generador distribuido.

Cuadro 2. Cantidad de generadores distribuidos y capacidad instalada por empresa, diciembre 2021

Empresa	Cantidad	Capacidad instalada kW	Porcentaje capacidad instalada	Capacidad instalada promedio kW
CNFL	1.074	29.856,50	44,6%	27,80
COOPEALFARORUIZ	8	191,50	0,3%	23,94
COOPEGUANACASTE	266	4.036,20	6,0%	15,17
COOPELESCA	80	4.862,50	7,3%	60,78
COOPESANTOS	67	2.135,70	3,2%	31,88
ESPH	149	4.004,79	6,0%	26,88
ICE	1.138	19.219,20	28,7%	16,89
JASEC	48	2.581,91	3,9%	53,79
Total	2.830	66.888,30	100,0%	23,64

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.

Figura 4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica, 2020



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

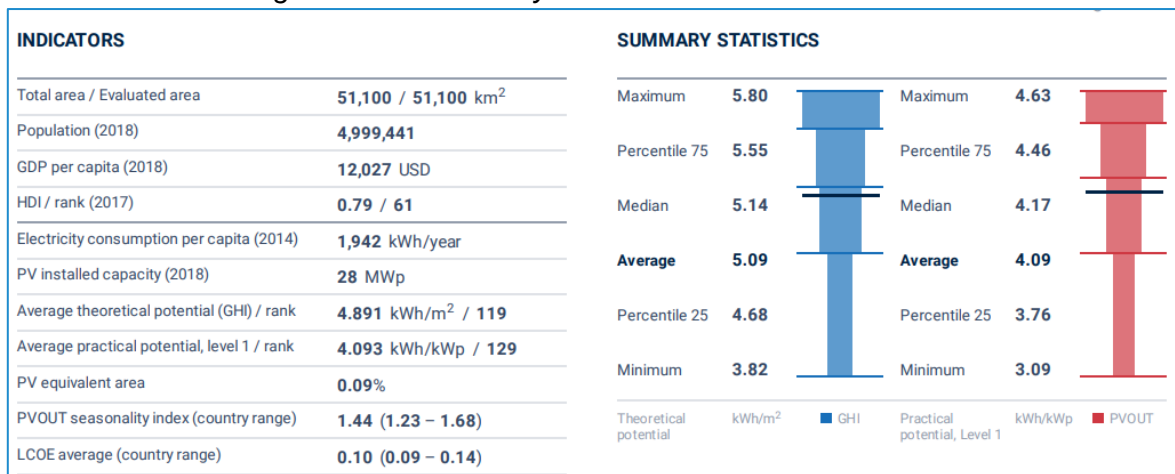
En dicha fuente de información se indica: “Finalmente, **países en el rango medio entre 3.5 y 4.5 kWh/kWp** corresponden al 71% de la población mundial. Esto incluye cinco de los seis países más poblados del mundo (China, India, EEUU, Indonesia, y Brasil) y 100 otros países (Canada, el resto de Latinoamérica,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

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

Europa, y países africanos alrededor del Golfo de Guinea, así como Asia central y sudeste)".²

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

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)."

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.

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).

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

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

"Artículo 2º- Este Reglamento tiene como objeto establecer los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia de prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley N° 7593

(...).

Artículo 3º- El MINAE, tramitará todo lo relacionado con el otorgamiento y cancelación de las concesiones de servicio público de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación y distribución y comercialización de energía eléctrica, excepto aquellas solicitudes amparadas a la Ley N.º 7200 y sus reformas, las cuales serán tramitadas por la ARESEP, según lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley N.º 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.º 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.º 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.º 7593, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1 de la Ley N.º 7593). Concretamente, esta Ley establece, en su artículo 5.a, que el servicio eléctrico, en todas sus etapas, constituye un servicio público regulado.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b) (...)

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

(...)"

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

Normas, que deben concordarse con los artículos 32, 34, 41 y 42 del Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, 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.º 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.º 7593 y previa consulta y coordinación con las empresas eléctricas, emitirá las normas bajo las cuales se regulará y evaluará el servicio y que comprende los factores de regulación y evaluación consignados en el artículo 16, de tal manera que se logre el necesario equilibrio entre la oportunidad y posibilidad de las inversiones requeridas por cada empresa eléctrica y la garantía del mejoramiento continuo de los factores de regulación y evaluación." (Subrayado es nuestro).

"Artículo 41.-Responsabilidad de la Autoridad Reguladora.

Como parte de las responsabilidades y potestades que le asigna la Ley N.º 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.º 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.º 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.º 7593, competencia que es irrenunciable, intransmisible e imprescriptible, según lo establecido en el numeral 66 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP).

En ese sentido, definir y establecer las metodologías o modelos tarifarios, 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 ii), en el cual el legislador definió a la Aresep la función de elaborar el instrumento regulatorio que deberá aplicar el Operador del Sistema para determinar la capacidad de penetración segura de renovables al 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 ii) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N.º 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.º 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 éstos 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 la 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.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 de La Gaceta N.º 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.º 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.º 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.º 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 funcionarían 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.º 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 que 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.º 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

5.1. Propósito

El principal objetivo es establecer los criterios aplicables para que el OS determine la máxima capacidad de penetración de fuentes renovables variables de generación en el SEN, de manera que se cumpla con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

5.2. Campo de aplicación

Este procedimiento de capacidad de penetración aplica a:

- a. El Operador del Sistema (OS).*
- b. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (Agentes del MEN)*
- c. Las centrales o unidades generadoras del SEN, incluyendo centrales conectadas a la red de transmisión o conectadas a la red de distribución y con una potencia superior o igual a un (1) MW, y las empresas propietarias de dicha generación, denominadas a dicho efecto “agente generador” en este procedimiento técnico.*
- d. Todo prestador de servicios auxiliares.*
- e. Generadores distribuidos para autoconsumo.*

[...]

- IX.** Que en la sesión ordinaria 45-2024, celebrada el 6 de junio de 2024, cuya acta fue ratificada el 12 de junio de 2024, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, una vez analizada la solicitud formulada y con fundamento en el oficio OF-0128-CDR-2023 del 24 de abril de 2023, en el cual se adjuntó el informe IN-0019-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 sistema eléctrico nacional*”, el informe IN-0018-CDR-2023, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, así como el oficio OF-0272-DGAJR-2023 del 11 de mayo de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, acuerda dictar la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley N.º 10086, en la General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I. Dar por recibido el oficio OF-0128-CDR-2023, 24 de abril de 2023 en el cual se adjuntó el informe IN-0019-CDR-2023 correspondiente al informe técnico final del *“Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional”* y el informe IN-0018-CDR-2023, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, así como el oficio OF-0272-DGAJR-2023 del 11 de mayo de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

- II. Dictar el siguiente *“Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional”*, para que se lea de la siguiente manera:

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	35
1. GENERALIDADES	35
1.1. Propósito	35
1.2. Campo de aplicación	35
1.3. Obligaciones de los sujetos de aplicación	36
1.4. Documentos relacionados	37
1.5. Definiciones	37
1.6. Acrónimos	39
2. CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES	40
3. TIPOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES VARIABLES.....	41

4.	ANÁLISIS E INFORMACIÓN ESPECÍFICA POR TECNOLOGÍA.....	41
4.1	Eólica	41
4.2	Solar fotovoltaica (plantas de agentes generadores).....	42
4.3	Hidroeléctrica a filo de agua (hidro sin embalse) y con embalse de baja capacidad	43
4.4	Generación distribuida solar fotovoltaica y eólica de pequeña escala.....	43
5.	ANÁLISIS TRANSVERSALES INDEPENDIENTES DE LA TECNOLOGÍA	44
5.1	Análisis de la capacidad de la red de transmisión	44
5.2	Análisis de capacidad para la regulación del SEN	45
5.3	Análisis integral de los resultados	45
6.	PUBLICACIÓN DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ERV	46
7.	INCUMPLIMIENTOS.....	46
8.	TRANSITORIO.....	46

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

1. GENERALIDADES

1.1. Propósito

El presente procedimiento establece los criterios aplicables para que el Operador del Sistema (OS) determine la máxima capacidad de penetración de fuentes renovables variables de generación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de manera que se cumpla con los criterios de seguridad, calidad 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 (OS).
- 2) Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (Agentes del MEN)

- 3) Las centrales o unidades generadoras del SEN, incluyendo centrales conectadas a la red de transmisión o conectadas a la red de distribución y con una potencia superior o igual a un (1) MW, y las empresas propietarias de dicha generación, denominadas a dicho efecto “agente generador” en este procedimiento técnico.
- 4) Todo prestador de servicios auxiliares.
- 5) Generadores distribuidos para autoconsumo.

1.3. Obligaciones de los sujetos de aplicación

- a) Son obligaciones de los agentes del MEN y participantes del SEN:
 - a. Cumplir con las disposiciones que dicte este procedimiento.
 - b. Suministrar al OS la información técnica que requiere para la aplicación de este procedimiento en los plazos y formatos que este determine.
 - c. Reportar al OS las características técnicas y fechas estimadas de inicio de operación de los proyectos de generación que utilicen energías renovables variables.
- b) Son obligaciones del OS:
 - a. Elaborar los análisis y aplicación de criterios establecidos en este procedimiento.
 - b. Mantener actualizada y publicada en su página web la capacidad máxima de penetración con fuentes de energía renovable variable y la capacidad que queda disponible, con base en la información de los proyectos de generación que entren en operación en el SEN y de la autorización de las conexiones de generadores distribuidos para autoconsumo.
 - c. Aplicar este procedimiento y actualizar como mínimo cada dos años los estudios que permiten obtener la capacidad máxima (potencia máxima) que se puede instalar de fuentes de generación renovable variable, o con un periodo menor si se demuestra técnicamente ante el ente regulador, una mayor necesidad y capacidad de admisión de nuevas fuentes variables o a petición del ente regulador o ente rector. Cuando corresponda, la capacidad máxima de penetración será establecida por zona topológica del SEN, de acuerdo con lo indicado en las secciones 4 y 5, de este procedimiento.

1.4. Documentos relacionados

1.4.1 Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-

1.4.2 Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN), aprobado mediante la resolución RE-0140-JD-2019, en

1.4.3 Procedimiento Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento, aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.4 Procedimiento de Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.5 Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.6 Procedimiento para establecer las conexiones al SEN aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.7 Procedimiento para la implementación de enlaces de telecontrol. aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.8 Norma técnica “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.” (AR-NT-POASEN)

1.4.9 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 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 7200 capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: participa en generación en los términos que autoriza la Ley 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 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 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., 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 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.

Centrales de bombeo: centrales hidráulicas que operan con dos embalses de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior utilización en la generación de electricidad.

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 y, por lo tanto, difícil de pronosticar con precisión.

Hidroeléctrica a filo de agua (o de pasada): plantas de generación hidroeléctrica sin embalse.

Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad: plantas de generación con embalses de baja capacidad de almacenamiento, administrables en periodos horarios, diarios y como máximo semanales.

Instalaciones de generación: infraestructura civil, eléctrica y mecánica, de una o más unidades de producción de energía eléctrica que se conectan al SEN.

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 abonados conectados en alta tensión.

Participantes del SEN: participantes de la industria eléctrica, sean estos: empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, abonados o usuarios en alta tensión.

Propietario de Red: persona física o jurídica propietario de infraestructura de transmisión o distribución que es parte del SEN.

Servicios de interés general: para los efectos de este procedimiento, son 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 del presente procedimiento.⁵

Sistemas de almacenamiento de energía: toda tecnología (eléctrica, magnética, mecánica, o química), con capacidad de manera repetida 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.

1.6. Acrónimos

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

CCSD: criterios de calidad, seguridad y desempeño

⁵ Conforme a lo establecido en la Ley N° 10086 del 8 de diciembre de 2021, publicada en el Alcance N° 3 a la Gaceta N° 3 del 7 de enero de 2022.

DOCSE: División Operación y Control del Sistema Eléctrico, Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

ERV: Energías renovables variables

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

MEN: Mercado Eléctrico Nacional.

MER: Mercado Eléctrico Regional de América Central

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía

OS: Operador del Sistema

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SER: Sistema Eléctrico Regional (de América Central)

2. CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES

Para integrar al SEN instalaciones de generación que utilizan fuentes renovables, el Operador del Sistema debe verificar el cumplimiento del procedimiento “Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN”, así como los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) establecidos en la regulación regional, de forma que compruebe la disponibilidad y suficiencia de las reservas de regulación, reservas fría, la capacidad de transmisión y la estabilidad transitoria, de pequeña señal y de tensión del SEN.

Es por ello, que, para determinar la capacidad de penetración segura de ERV en el SEN, el Operador de Sistema debe realizar como mínimo los siguientes análisis, según corresponda:

- Análisis de los registros históricos: análisis estadístico del desempeño de la generación renovable variable en los últimos 10 años, o según el máximo registro histórico disponible por tipo de fuente, para determinar la variabilidad y los tipos de eventos que afectan a la operación del SEN y que deben considerarse en el estudio. Dentro de este análisis debe incluirse a los recursos energéticos distribuidos.
- Análisis de la capacidad de la red de transmisión de alta tensión.
- Análisis de capacidad para la regulación del SEN.
- Análisis integral de los resultados.

Los resultados de la aplicación de este procedimiento por parte del Operador de Sistema serán publicados y actualizados en el sitio web, para acatamiento obligatorio de los agentes del MEN, ARESEP, MINAE y cualquier otro interesado.

El informe derivado de la aplicación por parte del OS para determinar la capacidad máxima de penetración segura de ERV con un horizonte de mínimo 3 años y de máximo 5 años, deberá ser actualizado como mínimo cada dos años, o con un periodo menor si el OS lo considera necesario. Los análisis, memorias de cálculos, supuestos a considerar y estudios técnicos los debe realizar el OS, con la participación de los Propietarios de Red, según corresponda y deberán ser de acceso público

El alcance de los análisis que deben realizarse se encuentra en los siguientes apartados del presente documento, de acuerdo con la tecnología de generación con fuentes de ERV.

3. TIPOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES VARIABLES

Los tipos de instalaciones de generación que utilizan recursos renovables variables son las siguientes:

- a)** Hidroeléctricas a filo de agua (de pasada)
- b)** Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad
- c)** Eólica
- d)** Solar fotovoltaica
- e)** Generación distribuida solar fotovoltaica y eólica de pequeña escala

4. ANÁLISIS E INFORMACIÓN ESPECÍFICA POR TECNOLOGÍA

En este apartado se describen los análisis básicos o mínimos que deben realizarse, sin limitar la realización de estudios adicionales que sean convenientes y oportunos para satisfacer el propósito de este procedimiento.

4.1 Eólica

- a) Identificar las características de las variaciones normalizadas de potencia de las plantas eólicas que están en operación en Costa Rica

- b) Clasificar las variaciones de potencia de las plantas eólicas en: rápidas, lentas y muy lentas.
- c) Identificar los eventos que causan las mayores variaciones de potencia.
- d) Determinar las variaciones de potencia que tienen el potencial de afectar negativamente la operación del SEN.
- e) Definir la frecuencia con que ocurren las variaciones de potencia que tienen el potencial de afectar negativamente la operación del SEN.
- f) Definir la magnitud porcentual de las variaciones de potencia de la generación eólica (con respecto a la capacidad total instalada de este tipo de recurso).
- g) Utilizar la magnitud porcentual de las variaciones de potencia en el análisis técnico relacionado con las necesidades de reservas de regulación de potencia en el SEN.
- h) Determinar las correlaciones de la potencia generada entre las distintas plantas eólicas.
- i) Establecer las zonas topológicas del SEN, **identificando los nodos**, con mayor potencial y capacidad disponible para la instalación de generación eólica.
- j) Identificar las zonas geográficas y topológicas, incluyendo **los puntos de conexión**, donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN).
- k) Identificar el impacto de la generación eólica en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de la tensión y respaldo energético, entre otros.
- l) Establecer los requisitos mínimos con respecto a la reserva de regulación, reserva fría y reservas de reactivo, acorde a las zonas de control de tensión y respaldo energético en el parque de generación del SEN.

4.2 Solar fotovoltaica (plantas de agentes generadores)

- a) Determinar las variaciones normalizadas de la generación.
- b) Identificar las características de las variaciones normalizadas de la generación.
- c) Determinar las correlaciones de la potencia generada entre las plantas actualmente instaladas.
- d) Establecer las zonas topológicas del SEN, **identificando los nodos** con mayor potencial y capacidad disponible para la instalación de generación solar.

- e) Identificar las zonas geográficas y topológicas, los puntos de conexión, donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN).
- f) Identificar el impacto de la generación solar en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de la tensión y respaldo energético, entre otros (en alineamiento con los resultados de los análisis de capacidad de regulación del SEN).
- g) Establecer los requisitos mínimos con respecto a la reserva de regulación, reserva fría y reservas de reactivo, acorde a las zonas de control de tensión y respaldo energético en el parque de generación del SEN.

4.3 Hidroeléctrica a filo de agua (hidro sin embalse) y con embalse de baja capacidad

- a) Determinar las variaciones normalizadas de la generación y correlaciones entre las plantas actualmente instaladas.
- b) Identificar las zonas geográficas, incluyendo los puntos de conexión, donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN) y los motivos, así como las obras necesarias en caso de querer realizar un mayor aprovechamiento de la fuente en un lugar específico.
- c) Identificar el impacto de las plantas hidroeléctricas a filo de agua y con embalse de baja capacidad en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de voltaje y respaldo energético, entre otros (en alineamiento con los resultados de los análisis de capacidad de regulación del SEN).
- d) Determinar la disponibilidad de respaldo energético en el parque de generación del SEN.
- e) Realizar los análisis técnicos de los excedentes anuales de generación hidroeléctrica y su correlación con la generación eólica y solar fotovoltaica.

4.4 Generación distribuida solar fotovoltaica y eólica de pequeña escala

- a) Análisis de la información disponible en los Agentes del MEN sobre la generación distribuida actualmente instalada: magnitud, ubicación geográfica, circuitos de distribución donde está conectada.

- b) Establecer las zonas con mayor potencial, identificando los nodos con capacidad disponible para la instalación de generación distribuida.
- c) Identificar las zonas geográficas, los puntos de conexión donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN).

5. ANÁLISIS TRANSVERSALES INDEPENDIENTES DE LA TECNOLOGÍA

5.1 Análisis de la capacidad de la red de transmisión

- a) Determinación de las capacidades técnicas de las plantas actualmente instaladas y de la generación distribuida.
- b) Modelado de las plantas ERV en el modelo completo del SEN/SER para estudios eléctricos con el software para simulación de sistemas de transmisión de energía eléctrica. Se debe incorporar a la generación distribuida, con los modelos agregados correspondientes.
- c) Efectuar los estudios eléctricos para la condición actual valorando restricciones de transmisión y las respuestas dinámicas (inercial, regulación primaria de frecuencia, regulación de tensión, estabilidad angular y de tensión, aporte de corriente de falla ante cortocircuitos).
- d) Identificación de las restricciones de transmisión del SEN y entre zonas topológicas del SEN y relacionarlas con la incorporación de más generación ERV.
- e) Realizar los estudios eléctricos para el análisis de sensibilidades con respecto a la instalación de más generación por tipo de fuente y localización geográfica. Definición de la máxima penetración con y sin los refuerzos de transmisión planificados por los agentes transmisores.
- f) Identificación de las magnitudes máximas según el tipo de fuente y valoración del impacto de la combinación de la penetración de las distintas fuentes.
- g) Cálculo de la capacidad remanente de transmisión entre zonas topológicas del SEN, o en su defecto de la falta de capacidad.
- h) Análisis del respaldo que se puede obtener de las interconexiones con otros países.

El estudio debe considerar los planes de expansión de generación y transmisión del SEN, así como las máximas transferencias de potencia regionales.

5.2 Análisis de capacidad para la regulación del SEN

Con una mayor integración de ERV, cuya magnitud es derivada del análisis de la capacidad de transmisión, se debe verificar el cumplimiento mínimo de las reservas de regulación requeridas para la operación del SEN.

Se requiere definir los generadores existentes y futuros que formarán parte de las reservas de regulación primaria, secundaria y terciaria (cálculo para cada año del período de análisis).

También se requiere determinar los requisitos de reservas de regulación y de reserva terciaria en función del grado de instalación de nuevas plantas ERV en el SEN. Se debe determinar si son suficientes los criterios técnicos ya establecidos, o si es necesario ampliarlos.

Asimismo, se deben realizar las siguientes tareas:

- a) Determinación del cumplimiento de las reservas mínimas de regulación en los predespachos de generación, para las condiciones actuales y para una mayor integración de ERV (magnitud derivada del análisis de la capacidad de transmisión del SEN).
- b) Determinación de los requerimientos de respaldo de energía eléctrica para diferentes grados de integración de ERV.
- c) Determinación de los requerimientos de reserva de respuesta rápida, así como en general los servicios auxiliares.
- d) Valoración de las necesidades de mejora en los pronósticos de ERV y la incorporación en los mismos del pronóstico de la generación distribuida.
- e) Valoración de mejoras en el cálculo de la reserva de regulación secundaria (cálculo dinámico).

5.3 Análisis integral de los resultados

Con base en los resultados de las distintas fases del análisis, se determina la máxima capacidad de penetración de fuentes renovables variables de generación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como una distribución máxima de referencia por cada fuente de generación que se está evaluando y el (los) factor(es) limitante(s).

En general se debe determinar la máxima capacidad de ERV que se puede instalar en el SEN para el periodo, los requisitos técnicos que deben cumplirse y acciones correctivas en los sistemas de generación y transmisión del país.

Además, se deben revisar y ajustar cuando aplique, los requisitos técnicos que deben cumplir las nuevas instalaciones en aspectos como:

- Capacidad de soportar bajas y sobre tensiones.
- Capacidad de soportar bajas y sobre frecuencias.
- Capacidad de regulación de la tensión.
- Capacidad de regulación de la frecuencia y reserva de potencia activa.
- Capacidad de limitar la potencia activa de salida.
- Capacidad de aportar corriente durante cortocircuitos en la red de transmisión.
- Cumplimiento de normativa técnica nacional e internacional vigente.

6. PUBLICACIÓN DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ERV

Una vez determinada la máxima capacidad de penetración con ERV y aprobada su publicación, el OS deberá publicar dicha capacidad máxima y la capacidad remanente en la página web (actualizada con una frecuencia de, al menos, cada tres meses), conforme vayan conectándose más instalaciones ERV en el SEN. Esta publicación debe incluir los factores limitantes identificados.

7. INCUMPLIMIENTOS

En caso de presentarse incumplimientos de los Agentes del MEN con lo establecido en este procedimiento, el OS debe informar a la Aresep para que esta entidad tome las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

8. TRANSITORIO

A partir de la aprobación del presente procedimiento, se otorga al OS un plazo máximo de seis meses para elaborar los formatos y recopilar la información, desarrollar los análisis, estudios, simulaciones, modelaciones, herramientas e informes para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web la capacidad de penetración segura de energía renovables variables por tecnología y zonas topológicas en el SEN.

- III. Tener como respuesta a las posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 24 de febrero de 2023, lo señalado en el oficio OF-0128-CDR-2023 del 24 de abril de 2023 que avaló y adjuntó el informe IN-0018-CDR-2023 del 21 de abril de 2023, correspondiente al Informe de respuesta a las posiciones y agradecer la valiosa participación en este proceso.
- IV. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a comunicar el informe de posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 24 de febrero 2023 por la DGAU y notificar la presente resolución en un solo acto a: Inversiones Eólicas Campos Azules S.A.; el Instituto Costarricense de Electricidad; la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L, (Coopesca) y Mersis SRL; lo señalado en el oficio OF-0128-CDR-2023 del 24 de abril de 2023 que avaló y adjuntó el informe IN-0018-CDR-2023 del 21 de abril de 2023.
- V. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, para que proceda a realizar la respectiva publicación en el diario oficial La Gaceta, el “Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional”.
- 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.
- IX. **Transitorio.** A partir de la aprobación del presente procedimiento, se otorga al OS un plazo máximo de seis meses para elaborar los formatos y recopilar la información, desarrollar los análisis, estudios, simulaciones, modelaciones, herramientas e informes para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web la capacidad de penetración segura de energía renovables variables por tecnología y zonas topológicas en el SEN.

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.—Adriana Rojas Navarro, Secretaria a.i. de la Junta Directiva.—1 vez.—O.C.Nº 08-2202410380.—Solicitud Nº518058.—(IN2024874398).

Recuperado de: https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2024/06/21/ALCA115_21_06_2024.pdf