

DOCUMENTOS DE PROYECTOS

# Promoción de una mayor seguridad y resiliencia energética a través de la transición y conectividad energética en Costa Rica

Ignacio Ñancupil  
Marina Gil



NACIONES UNIDAS

CEPAL

# Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

[Deseo registrarme](#)

---

Conozca nuestras redes sociales y otras fuentes de difusión en el siguiente link:



<https://bit.ly/m/CEPAL>



**Promoción de una mayor seguridad y resiliencia  
energética a través de la transición  
y conectividad energética  
en Costa Rica**

Ignacio Ñancupil  
Marina Gil



NACIONES UNIDAS



Este documento fue preparado por Ignacio Ñancupil, Consultor, y Marina Gil, Asistente Superior de Asuntos Económicos, ambos de la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco de las actividades del proyecto "Supporting increased energy security and resilience through energy transition". Martín Abeles, Director de la División de Recursos Naturales de la CEPAL, estuvo a cargo de la supervisión general del documento.

Las Naciones Unidas y los países que representan no son responsables por el contenido de vínculos a sitios web externos incluidos en esta publicación.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización o las de los países que representa.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas de esta publicación no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Publicación de las Naciones Unidas  
LC/TS.2025/90  
Distribución: L  
Copyright © Naciones Unidas, 2025  
Todos los derechos reservados  
Impreso en Naciones Unidas, Santiago  
S.2500556[S]

Esta publicación debe citarse como: Ñancupil, I. y Gil, M. (2025). Promoción de una mayor seguridad y resiliencia energética a través de la transición y conectividad energética en Costa Rica. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2025/90). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

# Índice

<b>Resumen</b> .....	<b>9</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>11</b>
<b>I. El potencial de Costa Rica para un sistema energético sostenible</b> .....	<b>13</b>
A. Política climática e institucionalidad energética de Costa Rica .....	13
1. Política climática y energética .....	14
2. Género y energía.....	14
3. Institucionalidad .....	15
4. Sistema energético .....	16
5. Mercado eléctrico .....	16
B. Balance energético.....	17
C. Sistema eléctrico.....	20
1. Características principales .....	20
2. Seguridad y resiliencia.....	21
D. Generación eléctrica y uso de energías renovables.....	21
E. Potencial de energías renovables.....	24
1. Potencial solar.....	24
2. Potencial eólico .....	25
3. Potencial hidroeléctrico.....	26
4. Potencial geotérmico .....	26
5. Potencial de la biomasa .....	26
F. Rol del almacenamiento de energía.....	27
G. Potencial del hidrógeno.....	28
H. Recursos energéticos distribuidos .....	30
<b>II. Análisis de los intercambios energéticos históricos</b> .....	<b>31</b>
A. Mercado Eléctrico Regional (MER).....	32
B. Transacciones históricas en el MER .....	34

C.	Impacto en seguridad y resiliencia regional.....	38
D.	Intercambios energéticos históricos en Costa Rica .....	38
1.	Impacto en tarifas eléctricas .....	40
2.	Impacto en seguridad sistémica.....	41
3.	Impactos en género.....	42
<b>III.</b>	<b>Planes para el desarrollo de interconexiones.....</b>	<b>45</b>
A.	Regional .....	46
1.	Capacidades operativas.....	46
2.	Expansión de la generación .....	47
3.	Expansión de la transmisión.....	49
B.	Costa Rica .....	50
<b>IV.</b>	<b>Propuesta de herramienta para la evaluación costo-beneficio de los intercambios energéticos .....</b>	<b>53</b>
A.	Estado del arte .....	53
B.	Metodología propuesta .....	58
C.	Resultados de aplicación de metodología .....	59
<b>V.</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>69</b>
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>71</b>
<b>Cuadros</b>		
Cuadro 1	Escenarios de expansión para la planificación regional de la generación .....	47
Cuadro 2	Componentes y variables de medición de impactos del sector energético .....	54
Cuadro 3	Matriz actualizada de componentes y variables de medición de impactos del sector energético .....	56
Cuadro 4	Supuestos principales de los escenarios modelados para la prospectiva eléctrica a 2050.....	60
<b>Gráficos</b>		
Gráfico 1	Evolución de oferta total de energía de Costa Rica.....	18
Gráfico 2	Evolución de fuentes de generación eléctrica de Costa Rica .....	22
Gráfico 3	Capacidad instalada y generación del sistema eléctrico de 2024 .....	23
Gráfico 4	Capacidad potencial instalable de la biomasa .....	27
Gráfico 5	Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER .....	33
Gráfico 6	Transacciones y precios promedio en el Mercado Eléctrico Regional.....	35
Gráfico 7	Inyecciones en el MER según tipos de contrato .....	35
Gráfico 8	Evolución de transacciones totales y cobertura de demandas nacionales.....	36
Gráfico 9	Ahorros por compras en el MER.....	37
Gráfico 10	Intercambios históricos de energía y precio promedio de Costa Rica.....	39
Gráfico 11	Capacidades operativas de transmisión entre Costa Rica y Panamá .....	46
Gráfico 12	Costos de Inversión de cada escenario de expansión de generación .....	48
Gráfico 13	Costos Incrementales por escenario de expansión de generación .....	49
Gráfico 14	Beneficio neto de generadores y consumidores .....	50
Gráfico 15	Resultados regionales de prospectiva eléctrica a 2050 para América Central y México.....	61
Gráfico 16	Resultados de prospectiva eléctrica para Costa Rica .....	62
Gráfico 17	Estimación de empleos generados.....	65

**Diagramas**

Diagrama 1	Balance energético de Costa Rica .....	19
Diagrama 2	Procedimiento para herramienta evaluación costo-beneficio.....	58

**Mapas**

Mapa 1	Distribución de Irradiancia Global Horizontal en Costa Rica.....	24
Mapa 2	Distribución de velocidad del viento en Costa Rica .....	25
Mapa 3	Zonas de vulnerabilidad climática en Costa Rica .....	66
Mapa 4	Evaluación de potencial de recursos renovables solar y eólico.....	67



## Acrónimos y abreviaciones

ACS: Costo Neto Presente (NPC) y el Retorno sobre la Inversión (ROI)

AID: Agencia para el Desarrollo Internacional (en contexto con IRHE, Changuinola)

ALC: América Latina y el Caribe

AM: Área Metropolitana en Panamá

AMP: Autoridad Marítima de Panamá, clave en regulación de corredores marítimos para hidrógeno verde

AN: Asamblea Nacional (ej. AN-5399-Elec, ley de generación distribuida)

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, regulador del sector eléctrico

ATE: Agenda de Transición Energética, que incorpora principios de las "4D" (descarbonización, descentralización, democratización, digitalización)

BESS: Battery Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías)

BSN: Beneficio Social Neto, utilizado para distribución de beneficios por país

CAPES: Cámara Panameña de Energía Solar

CCSD: Capacidad de Cortocircuito del Sistema de Distribución

CDMER: Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional

CEAC: Comisión de Energía de América Central

CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe

CIGED: Comisión Interinstitucional de Gestión Energética y Desarrollo

CND: Centro Nacional de Despacho (operación del sistema eléctrico)

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

COIIM: Capacidad Operativa de Intercambio Intermedio Máximo

COT: Capacidad Operativa de Transmisión

EPR: Empresa Propietaria de la Red

GAP: Gender Action Plan (Plan de Acción de Género)

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (en el texto aparece como "OECD", que es su sigla en inglés)

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

REDD+: Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación Forestal (plus)

SEPLASA: Secretaría de Planificación Sectorial de Ambiente y Energía

SICA: Sistema de la Integración Centroamericana

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países Centroamericanos

STEM: Science, Technology, Engineering and Mathematics (Ciencias, Tecnología, Ingeniería y Matemáticas)

## Resumen

La CEPAL establece cinco ejes prioritarios para una transición energética justa e inclusiva en América Latina y el Caribe: 1) un acceso universal y equitativo a la energía, 2) una matriz energética sostenible, 3) una mayor eficiencia energética, 4) una infraestructura resiliente y 5) la integración energética regional. Asimismo, responde a las cuatro áreas de política pública definidas por la CEPAL: 1) regulación e incentivos, 2) financiamiento e inversión, 3) desarrollo de capacidades y 4) participación y gobernanza.

Una mejor conectividad energética regional y una red resiliente e integrada permiten a los países: aumentar la seguridad energética conectando países o subregiones que tienen déficit energético con mercados que tienen superávit, optimizar las economías de escala de grandes proyectos de infraestructura verde que se traducen en menores costos operativos y de inversión general del sistema, permitir la integración efectiva de las energías renovables en un sistema interconectado que sea más inclusivo, flexible, eficaz, confiable, diversificado y descarbonizado.

El presente estudio tiene como objetivo informar a los países para que aumenten su capacidad de diseño de políticas dirigidas a mejorar la seguridad y resiliencia de sus sistemas energéticos a través de la integración eléctrica. El estudio está enfocado en dos países, a saber, Costa Rica y Panamá, según las necesidades priorizadas. Este documento presenta un diagnóstico del sistema energético de Costa Rica mediante un análisis de su balance energético, potencial de recursos renovables, y los costos y beneficios de los intercambios energéticos. Posteriormente, se presenta la metodología propuesta para la evaluación costo-beneficio de los intercambios energéticos considerando impactos energéticos, económicos y sociales.



## Introducción

Los países de todo el mundo, especialmente los Países en Desarrollo (PED) y Países Menos Adelantados (PMA), se enfrentan a una serie de desafíos superpuestos y sin precedentes, incluidas las consecuencias económicas de la COVID-19, las tensiones geopolíticas actuales, las interrupciones de las cadenas de suministro, los precios elevados y volátiles de los alimentos y la energía, y fenómenos meteorológicos extremos agravados por el cambio climático. Estos desafíos globales han puesto de relieve cómo los sistemas energéticos pueden ser vulnerables a las crisis actuales y futuras y han subrayado la necesidad urgente —y la oportunidad— de mejorar la inclusión, la seguridad, la resiliencia y la sostenibilidad de los sistemas energéticos.

La seguridad y resiliencia energéticas se refieren a la capacidad de los sistemas energéticos para brindar servicios energéticos asequibles y confiables (seguridad) para el conjunto de la economía y al mismo tiempo ser capaces de resistir y recuperarse de eventos extremos (resiliencia). La transición energética requiere esfuerzos simultáneos para aumentar la participación de las fuentes renovables en la matriz energética, universalizar el acceso a la electricidad, reducir la pobreza energética, aumentar la eficiencia energética, fortalecer la integración e interconexión energética regional y aumentar la seguridad. Ampliar la capacidad de energía renovable a través de redes sostenibles puede permitir a los países reducir la exposición a los volátiles mercados de los combustibles fósiles, aprovechar la diversidad de recursos, reducir los costos de la energía y descarbonizar el sector energético. Además, el sector de las energías renovables empodera a las mujeres a través de mejores oportunidades de empleo (32% en el sector de las energías renovables en comparación con el 22% en la industria de la energía de combustibles fósiles (IRENA, 2022). Por lo tanto, aumentar la energía renovable a través de una mayor conectividad tiene el potencial de incrementar la participación de las mujeres en el sector energético y tener un impacto positivo en la calidad de vida de las comunidades.

Este documento tiene como objetivo ayudar a los Estados miembros a aumentar su capacidad para desarrollar iniciativas de transición energética que mejoren la seguridad energética, diseñar e implementar sistemas energéticos regionalmente interconectados, resilientes y sostenibles, y desarrollar e incorporar políticas energéticas sensibles al género en el acceso a la energía mediante:

- el fortalecimiento de las capacidades institucionales para el diseño y robustecimiento de las políticas y planes de transición energética;
- el desarrollo de un diagnóstico de la situación energética de cada país y los avances en relación a la transición energética;
- desarrollar una herramienta para el análisis costo-beneficio de sistemas energéticos interconectados;
- la colaboración y cooperación interregionales a través del diálogo sobre políticas.

## I. El potencial de Costa Rica para un sistema energético sostenible

Costa Rica se destaca como un país líder en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, logrando que más del 94% de su electricidad en 2023 provenga de recursos como la hidroelectricidad, la geotermia, la energía eólica, la biomasa y la solar. A diferencia de otras naciones de la región, Costa Rica no posee reservas significativas de petróleo o gas natural, lo que ha impulsado un sistema eléctrico basado en la sostenibilidad y la generación renovable. Este enfoque ha convertido al país en un referente mundial en transición energética y descarbonización.

Costa Rica forma parte del Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC), que permite la exportación e importación de electricidad con países vecinos, promoviendo la estabilidad del sistema eléctrico y la integración regional. Gracias a su capacidad de generación renovable, el país tiene la oportunidad de consolidarse como un exportador neto de energía limpia dentro del mercado eléctrico centroamericano.

A pesar del predominio de energías renovables en la matriz eléctrica, Costa Rica aún depende de la importación de hidrocarburos para el sector transporte y algunas industrias. Por su parte, la variabilidad climática representa un riesgo para la generación hidroeléctrica, lo que ha llevado a un aumento en la diversificación energética. La inversión en almacenamiento de energía y redes inteligentes será clave para garantizar la estabilidad del suministro eléctrico en el futuro. Asimismo, la electrificación del transporte requiere una expansión en la infraestructura de carga y políticas de incentivos para acelerar la adopción de vehículos eléctricos.

### A. Política climática e institucionalidad energética de Costa Rica

El presente apartado describe de forma integral los pilares que sustentan la política climática y energética de Costa Rica, detallando los marcos estratégicos vigentes, el grado de institucionalización del enfoque de género, la configuración institucional del sector, el desarrollo histórico del sistema energético y el funcionamiento actual del mercado eléctrico. Este análisis permite comprender las capacidades, desafíos y oportunidades del país en su ruta hacia un modelo energético bajo en carbono, resiliente e inclusivo.

## 1. Política climática y energética

La política climática de Costa Rica está guiada por los siguientes documentos estratégicos:

- **Plan Nacional de Energía 2015-2030**, que establece la visión del país para la transición hacia un sistema energético más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles.
- **Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050**, presentado por el Gobierno de Costa Rica en 2019, que define una ruta para eliminar progresivamente el uso de combustibles fósiles en la economía.
- **Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) de Costa Rica**, actualizada en 2020, con el compromiso de alcanzar la carbono-neutralidad para 2050 y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 44% para 2030 en comparación con el escenario tendencial.
- **Política Nacional de Adaptación al Cambio Climático (2018-2030)**, que establece medidas para aumentar la resiliencia del país ante los impactos del cambio climático en sectores clave como la energía, el transporte y la agricultura.

Mediante el decreto del Gobierno de Costa Rica del 2020 se aprobó una actualización de la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC), en la que se estableció un objetivo incondicional de reducción de emisiones del 44% para 2030 y un objetivo condicionado a financiamiento internacional que permitiría alcanzar reducciones de hasta el 50% respecto al escenario tendencial.

En línea con su estrategia de sostenibilidad, Costa Rica ha implementado el Plan Nacional de Descarbonización 2018–2050, cuyo objetivo es eliminar progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles. Entre sus principales iniciativas se encuentran la electrificación del transporte, el desarrollo de infraestructura para vehículos eléctricos, la modernización de la red eléctrica y el impulso de tecnologías emergentes como el hidrógeno verde. Para 2035, se espera que la mayoría de la flota de transporte público esté electrificada, lo que reducirá significativamente el consumo de hidrocarburos.

## 2. Género y energía

La participación paritaria de las mujeres es clave en sectores estratégicos como el de generación de energía. Sin embargo, en 18 países de América Latina y el Caribe hay 2,5 veces más hombres que mujeres ocupadas en el área de suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado (CEPAL, 2025).

Costa Rica ha hecho múltiples esfuerzos en la elaboración de instrumentos para avanzar hacia una mayor igualdad de género. La Hoja de Ruta Nexo Mujer y Energía, promovida por la Secretaría de Energía de Panamá y respaldada por organismos como ONU Mujeres y la CEPAL, propone, como ejemplo replicable, el fortalecimiento de las capacidades y el liderazgo femenino en la transición energética.

Además, ha iniciado avances palpables hacia la integración del enfoque de género en su normativa e institucionalidad, en línea con su reconocido compromiso con la sostenibilidad. Pese a las mejoras en equidad laboral generales identificadas por el informe de la OCDE (2024), persisten importantes brechas de género en la participación económica y técnica: informes de organismos como UNIDO y OLADE recalcan que solo el 21 % del personal en el sector energético regional son mujeres, porcentaje que cae significativamente en áreas técnicas y cargos de gestión<sup>1</sup>.

Entre las principales recomendaciones emergentes de estos análisis se identifican:

- Desarrollar capacidades institucionales con perspectiva de género en ministerios vinculados a energía y clima, incluyendo recolección y análisis de datos desagregados.
- Crear programas de mentoría y formación dirigidos a mujeres en áreas STEM vinculadas a energía renovable.

<sup>1</sup> <https://www.sicreee.org/en/node/425>

- Diseñar medidas laborales inclusivas y mecanismos de monitoreo con indicadores específicos de género que permitan evaluar avances y permanencia en el sector.
- Fortalecer la participación de mujeres, especialmente indígenas y productoras rurales, en la toma de decisiones energéticas y climáticas a nivel territorial.

Por otra parte, la Agenda de Transición Energética de Centroamérica, impulsada por el Consejo de Ministros de Energía de los países del SICA, reconoce el papel transformador de las mujeres en la innovación, el emprendimiento y el desarrollo de nuevas soluciones sostenibles en el ámbito energético. Promueve medidas concretas como programas de formación técnica especializada para mujeres, incentivos para liderazgos femeninos en energía renovable y la promoción de una cultura organizacional más inclusiva.

### 3. Institucionalidad

La institucionalidad energética en Costa Rica incluye a los siguientes actores:

- **Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE):** Es la entidad rectora del sector energético y ambiental del país. A través de sus direcciones y órganos adscritos, el MINAE formula y coordina la política energética nacional, promoviendo el uso sostenible de los recursos naturales y la reducción de emisiones. Lidera la implementación del Plan Nacional de Descarbonización y articula las acciones para alcanzar la carbono-neutralidad al 2050.
- **Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP):** Entidad autónoma encargada de la regulación técnica y tarifaria de los servicios públicos, incluyendo electricidad, agua y transporte. ARESEP fija tarifas, aprueba inversiones de las empresas distribuidoras y garantiza la calidad y continuidad de los servicios en favor de los usuarios. También promueve la transparencia y la participación ciudadana en los procesos regulatorios.
- **Secretaría de Planificación Sectorial de Ambiente y Energía (SEPLASA):** Órgano técnico encargado de asesorar y apoyar al Ministro Rector y a las autoridades sectoriales en la conducción eficiente y eficaz del sector. Su misión es orientar el desarrollo del sector bajo principios de competitividad, sostenibilidad y equidad, promoviendo un desarrollo económico inclusivo y ambientalmente sostenible. Entre sus funciones principales se encuentran: asesorar, elaborar y evaluar planes y políticas sectoriales; coordinar la formulación del Plan Nacional de Desarrollo y otros instrumentos estratégicos; y brindar insumos técnicos para el seguimiento y evaluación de las políticas públicas en los ámbitos de ambiente, energía, mares y ordenamiento territorial.
- **Instituto Costarricense de Electricidad (ICE):** Empresa pública líder en generación, transmisión y distribución de electricidad, así como en telecomunicaciones. El ICE tiene un papel protagónico en el desarrollo del sistema eléctrico nacional.
- **Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL):** Empresa subsidiaria del ICE, responsable de la distribución y comercialización de electricidad en el área metropolitana de San José y zonas cercanas. Opera bajo el marco regulatorio de la ARESEP y contribuye al cumplimiento de metas nacionales de electrificación y eficiencia energética.
- **Cooperativas de Electrificación Rural:** Organizaciones privadas sin fines de lucro encargadas de la distribución eléctrica en zonas rurales y periféricas. Las cooperativas desempeñan un rol fundamental en la universalización del acceso a la electricidad y operan en coordinación con el ICE y bajo la regulación de ARESEP.
- **Empresas municipales:** La Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), que operan como entes municipales autónomos encargados de la distribución en sus respectivas áreas de concesión.

Costa Rica cuenta con una institucionalidad sólida y con amplia experiencia en la gestión del sector energético, caracterizada por un enfoque público, planificación integrada y fuerte compromiso ambiental. El liderazgo del ICE en la generación renovable, la existencia de una entidad reguladora técnica como ARESEP y la articulación institucional promovida por el MINAE permiten al país avanzar en una transición energética ordenada, inclusiva y resiliente. A su vez, el país participa activamente en los esquemas de integración energética regional a través del SIEPAC, posicionándose como un actor estratégico en los intercambios eléctricos y en la construcción de una red energética regional más sostenible.

#### **4. Sistema energético**

La historia contemporánea del sistema energético costarricense comienza con la creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en 1949, una decisión estratégica que permitió al país consolidar la planificación, generación, transmisión y distribución de electricidad bajo una lógica centralizada, pública y con visión de largo plazo. El ICE fue concebido como una entidad capaz de responder a la creciente demanda de electricidad, asegurar el desarrollo de infraestructura nacional y llevar el servicio eléctrico a todas las regiones del país, especialmente a zonas rurales que habían sido históricamente excluidas.

A partir de entonces, se inició la construcción del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), una red integrada de plantas de generación, líneas de transmisión y sistemas de distribución que operan de manera interconectada. El ICE asumió el liderazgo tanto en la expansión de grandes proyectos hidroeléctricos como en la modernización de la red de alta tensión, con el objetivo de garantizar una cobertura eléctrica universal. Paralelamente, el país impulsó una política activa de electrificación rural mediante la creación de cooperativas eléctricas regionales que jugaron un papel clave en la descentralización del servicio y en la democratización del acceso a la electricidad.

Actualmente, el SEN está totalmente integrado y es operado en tiempo real por la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE). El ICE continúa siendo el principal generador del país, pero el sistema también incluye cuatro cooperativas de electrificación rural (Coopeguanacaste, Coopelesca, Coopesantos y Coopealfaroruiz), dos empresas municipales (ESPH y JASEC), así como generadores privados, todos bajo un esquema de operación coordinada. Esta arquitectura institucional ha permitido diversificar la oferta eléctrica, mejorar la resiliencia del sistema y mantener altos niveles de cobertura y calidad.

El ICE es propietario y operador del Sistema Nacional de Transmisión, una red de alta tensión que actualmente alcanza los 2.383 kilómetros de longitud. Esta red conecta todas las plantas de generación con los centros de consumo y se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá), y desde Puerto Limón en la costa Caribe hasta Santa Cruz en la Península de Nicoya. Además, Costa Rica está interconectada al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), lo cual le permite participar activamente en el Mercado Eléctrico Regional (MER), aportando energía renovable a países vecinos y aumentando su seguridad energética mediante intercambios.

La distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica está a cargo de ocho empresas de servicio público, destacándose la CNFL, ESPH, JASEC y las cooperativas mencionadas, quienes garantizan el suministro a nivel nacional. Este modelo mixto, con predominancia pública, pero con actores privados regulados, ha sido fundamental para lograr una cobertura eléctrica cercana al 100%, con una matriz energética que en los últimos años ha estado compuesta en más del 98% por fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y solares.

#### **5. Mercado eléctrico**

El mercado eléctrico de Costa Rica se caracteriza por una estructura híbrida que combina una fuerte presencia del Estado, principalmente a través del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con una participación limitada del sector privado. A pesar de no ser un monopolio formal, el ICE mantiene una

posición dominante, especialmente en las etapas de generación y transmisión. En generación, el ICE y su subsidiaria CNFL concentran más del 65% de la producción eléctrica, mientras que los generadores privados aportan un 21%, y el resto se distribuye entre empresas municipales y cooperativas. En transmisión, el ICE ejerce un monopolio natural, siendo el único operador de la red nacional. En cuanto a la distribución, aunque existen múltiples actores—incluyendo cooperativas y empresas municipales— el Grupo ICE atiende más del 77% de los usuarios del país.

El marco regulatorio vigente está basado en un modelo de regulación por tasa de retorno, bajo el principio de servicio al costo. Este modelo ha sido criticado por no generar incentivos adecuados para la eficiencia operativa ni la innovación tecnológica, lo que ha derivado en tarifas elevadas para los consumidores. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es el ente encargado de la fijación tarifaria, pero enfrenta limitaciones importantes, como el acceso insuficiente a información financiera de los operadores y un marco legal que restringe su capacidad para objetar costos operativos o financieros. Además, el sistema legal actual impide a los generadores privados vender energía directamente a terceros, tanto dentro como fuera del país, ya que solo pueden hacerlo a través del ICE, que actúa como comprador único. Esta situación no solo limita la competencia, sino que también desalienta nuevas inversiones.

Uno de los desafíos estructurales más relevantes del mercado eléctrico costarricense es el rol simultáneo del ICE como planificador, generador, operador del sistema y comprador monopólico de energía. Esta concentración de funciones ha sido señalada como un posible conflicto de interés por organismos como la Contraloría General de la República, pues podría dificultar una planificación objetiva e imparcial del sistema.

Con el objetivo de modernizar el mercado y hacerlo más eficiente, se encuentra en discusión en la Asamblea Legislativa el proyecto de Ley de Armonización del Sistema Eléctrico Nacional (expediente N.º 23.414). Esta reforma plantea la apertura del mercado de generación a todos los agentes interesados, eliminando restricciones de tamaño y tecnología, y promoviendo mecanismos competitivos como subastas públicas para la adjudicación de contratos. Además, propone la creación del Ente Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (ECOSEN), que asumiría la planificación y operación del sistema, reemplazando el rol del ICE en esas funciones.

Entre otras innovaciones, la propuesta incluye la implementación de un mercado eléctrico mayorista, donde los actores podrán negociar libremente contratos de compra y venta de electricidad, el establecimiento de un despacho económico que priorice las tecnologías de menor costo (como solar, eólica e hidroeléctrica), y el aseguramiento del acceso libre y no discriminatorio a las redes de transmisión y distribución. También se contempla habilitar a todos los agentes a participar en el Mercado Eléctrico Regional (MER), eliminando la exclusividad actual del ICE como único exportador.

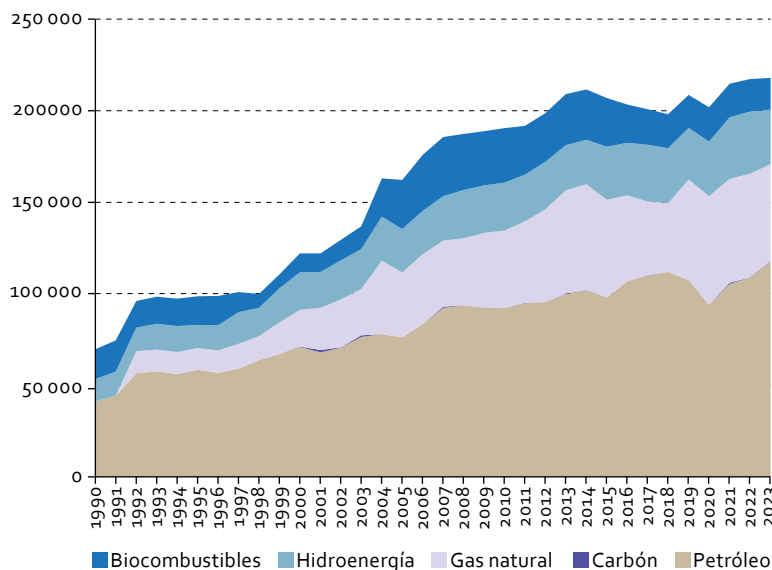
En términos generales, esta reforma busca reducir los precios de la electricidad, atraer inversiones privadas para cubrir la creciente demanda energética, y mejorar la transparencia y eficiencia en el desarrollo de proyectos.

## B. Balance energético

La matriz energética de Costa Rica ha experimentado una transformación importante en las últimas décadas, destacándose por su compromiso con el aprovechamiento de fuentes renovables, especialmente hidroenergía y biocombustibles (gráfico 1). Sin embargo, la trayectoria histórica también revela una persistente dependencia de los combustibles fósiles, particularmente de derivados de petróleo, cuya participación sigue siendo significativa.

Durante la década de los noventa, la principal fuente de energía en el país fue el petróleo, con un crecimiento sostenido que pasó de 41.094 TJ en 1990 a 70.990 TJ en el año 2000. Este crecimiento se produjo en un contexto de expansión de la actividad económica y aumento en la demanda del sector transporte, el principal consumidor de derivados del petróleo. En contraste, la hidroenergía mostró un aumento más moderado, mientras que el uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) se introdujo a partir de 1992, con una participación aún marginal en los primeros años.

**Gráfico 1**  
**Evolución de oferta total de energía de Costa Rica**  
 (En terajulios)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Agencia Internacional de Energía (IEA) [en línea] <https://www.iea.org/data-and-statistics>.

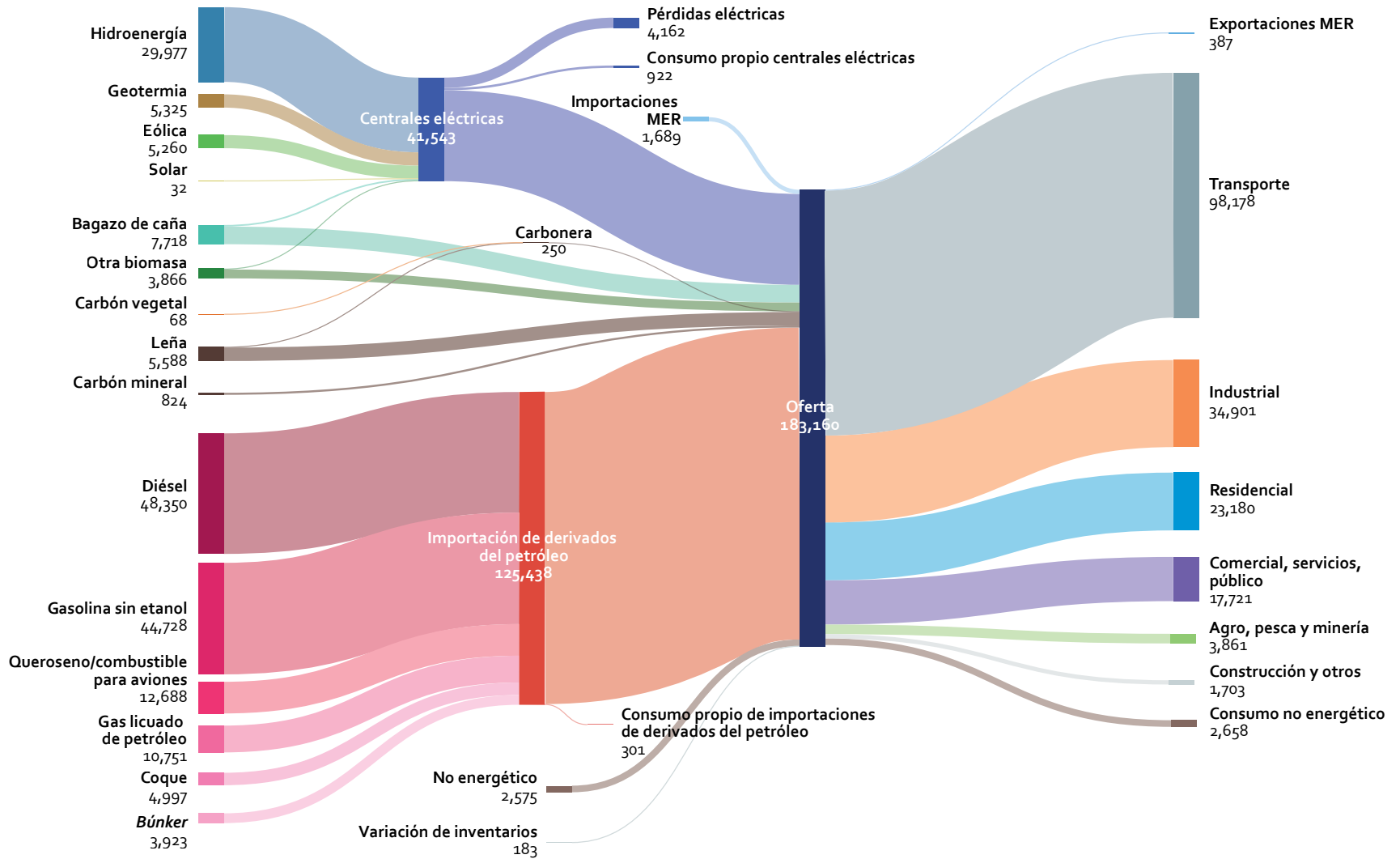
Tanto las fuentes renovables como los combustibles fósiles han experimentado crecimientos constantes en el tiempo. La hidroenergía, en particular, alcanzó su punto más alto en 2022, reflejando condiciones hidrológicas favorables y una expansión sostenida de la generación renovable. Sin embargo, el consumo de petróleo también ha aumentado de forma continua, marcando un récord en 2023. Esto evidencia que, pese a los avances en generación limpia, persisten desafíos importantes en sectores como el transporte y los procesos industriales, donde la electrificación aún no logra sustituir completamente el uso de combustibles fósiles.

En cuanto a otras fuentes, el Gas Licuado de Petróleo ha mantenido un crecimiento continuo desde su introducción en los años noventa, pasando de 11.998 TJ en 1992 a un máximo de 59.288 TJ en 2020. Este comportamiento está relacionado con su uso como combustible de respaldo en generación térmica y procesos industriales. Por su parte, el carbón tiene una participación marginal, aunque con variaciones relevantes en algunos años (como en 2001 y 2021), lo que podría estar vinculado a industrias específicas que no han migrado a combustibles más limpios.

El balance energético más reciente de Costa Rica confirma su perfil como país con una matriz energética primaria predominantemente renovable. La mayor parte de la producción interna proviene de fuentes como la geotermia (47.098 TJ), la hidroenergía (29.977 TJ), y otras fuentes renovables como la eólica, la biomasa (leña, bagazo, biogás) y la solar, las cuales en conjunto conforman más del 95% de la producción primaria. Estas cifras reflejan el éxito de una estrategia energética basada en el aprovechamiento sostenible de recursos locales, particularmente para la generación eléctrica.

Sin embargo, el país continúa dependiendo significativamente de las importaciones de combustibles fósiles para abastecer su consumo energético total. La importación de derivados del petróleo, como gasolina (44.729 TJ), diésel (48.351 TJ), y gas licuado de petróleo (10.751 TJ), constituye una parte sustantiva de la oferta energética, especialmente en los sectores transporte e industrial. Esta dependencia estructural de fuentes fósiles importadas representa una vulnerabilidad económica y ambiental para el país, y tensiona los objetivos establecidos en los planes de descarbonización.

**Diagrama 1**  
**Balance energético de Costa Rica**



Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados en el Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC).

Una parte considerable de la energía primaria renovable se transforma en electricidad. El balance muestra una transformación neta de -83.498 TJ, resultado de la conversión de hidroenergía, geotermia y biomasa en energía eléctrica a través de centrales y autoprodutores. La electricidad generada—en su mayoría renovable— alcanza los 39.200 TJ y es consumida en los sectores residencial, comercial, industrial y público, representando un vector clave para la sostenibilidad del sistema energético nacional.

El análisis del consumo final muestra que el sector transporte continúa siendo el mayor consumidor de energía, con 44.131 TJ, abastecido casi exclusivamente por combustibles fósiles. El sector industrial también registra un consumo importante (13.791 TJ), seguido del residencial (15.763 TJ) y el comercial y de servicios públicos (14.839 TJ). Aunque la electricidad juega un rol esencial en estos sectores, la persistente utilización de combustibles fósiles en el transporte y en usos térmicos industriales limita el avance hacia una matriz energética más limpia y resiliente.

## C. Sistema eléctrico

A continuación, se detallan las principales características del sistema eléctrico costarricense, con énfasis en su infraestructura de transmisión, la estructura de su parque generador y su papel en la sostenibilidad e integración energética regional.

### 1. Características principales

El sistema de transmisión eléctrica de Costa Rica abarca todo el territorio nacional, desde la frontera norte con Nicaragua (Peñas Blancas) hasta la frontera sur con Panamá (Paso Canoas), y desde el Caribe (Puerto Limón) hasta el Pacífico (Cóbano). Desde 1996, el país cuenta con un sistema eléctrico nacional (SEN) completamente interconectado, eliminando los sistemas de distribución aislados y garantizando un suministro confiable y eficiente.

Costa Rica se conectó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986. Posteriormente, en 2011 se completó el circuito del Anillo de la Amistad, y en 2014 se puso en marcha el último tramo del SIEPAC, consolidando la interconexión eléctrica regional entre los seis países de Centroamérica.

A julio de 2024, la red de transmisión costarricense cuenta con 2 995 km de líneas, de las cuales el 82% es propiedad del ICE y el 18% de la Empresa Propietaria de la Red (EPR). Estas líneas incluyen 2 382 km en 230 kV y 608 km en 138 kV. La capacidad total de transformación asciende a 13 074 MVA, distribuidos en transformadores reductores (5 620 MVA), elevadores (5 220 MVA), autotransformadores (2 154 MVA) y reactores para control de tensión (80 MVA) (ICE, 2024).

La generación está a cargo de siete empresas públicas—entre ellas el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), CNFL, JASEC, ESPH y tres cooperativas rurales— junto con 28 generadores privados regulados por la Ley 7200 (ICE, 2024). El ICE representa el mayor actor del sistema, con un 70% de la generación total, mientras que un 18% corresponde a privados (incluyendo un 10% bajo esquemas BOT) y el 12% restante a empresas distribuidoras.

Históricamente, la generación térmica ha sido utilizada como fuente de respaldo en condiciones hidrológicas críticas. Tras un aumento en los años 90 por sequías y una mayor incorporación térmica, el sistema fue reduciendo su dependencia de hidrocarburos gracias a la expansión de la generación geotérmica, eólica e hidroeléctrica, destacando la entrada en operación de la planta Reventazón en 2016.

En el contexto regional, Costa Rica mantiene una política de autosuficiencia energética con intercambios netos moderados (351 GWh en 2023) en el Mercado Eléctrico Regional.

## 2. Seguridad y resiliencia

El sistema eléctrico nacional (SEN) de Costa Rica se caracteriza por un nivel de seguridad operativa y resiliencia respaldado por una normativa técnica rigurosa y una institucionalidad consolidada. La planificación, diseño y operación del SEN se rige por criterios establecidos que buscan garantizar la continuidad y calidad del suministro eléctrico frente a distintas contingencias. Estos criterios, definidos por el DOCSE, establecen los límites operativos y las consecuencias aceptables ante eventos como fallas de componentes individuales, múltiples o extremas.

Una de las fortalezas del sistema es su capacidad para responder ante contingencias únicas, asegurando que la salida de un componente —como una línea de transmisión, transformador o generador— no comprometa la estabilidad del sistema ni requiera desconexiones de carga. En casos de contingencias múltiples, que implican la pérdida simultánea de varios componentes, el diseño del sistema contempla la posibilidad de desconexiones controladas de carga para salvaguardar la integridad del sistema. Estas desconexiones son gestionadas mediante esquemas de protección y mecanismos de acción correctiva previamente evaluados.

La resiliencia del sistema costarricense también se evidencia en su configuración interconectada, con una red de transmisión que abarca todo el territorio nacional y conexiones internacionales a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Esta integración no solo refuerza la estabilidad operativa, sino que también permite el apoyo mutuo entre países en situaciones de emergencia o alta demanda.

Adicionalmente, la diversificación de la matriz energética nacional, con un alto porcentaje de generación renovable y un uso controlado de recursos térmicos como respaldo, reduce la vulnerabilidad ante eventos climáticos extremos. La experiencia reciente con el fenómeno de El Niño, que redujo la disponibilidad hídrica, puso a prueba la capacidad del sistema para mantener la continuidad operativa gracias al soporte térmico disponible y a una planificación anticipada.

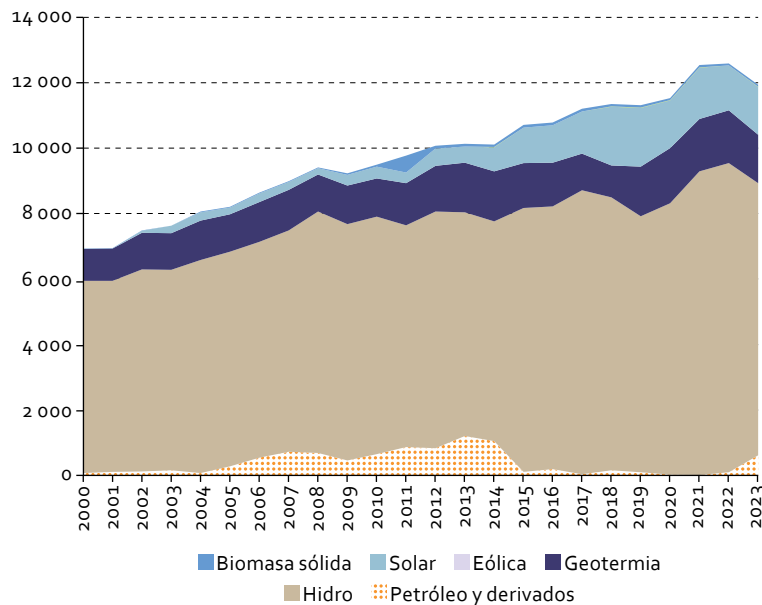
El marco normativo exige a todos los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) cumplir con los criterios de seguridad, someterse a inspecciones técnicas y realizar ajustes correctivos cuando el CENCE lo solicite. Asimismo, se promueve el diseño de infraestructuras críticas, como plantas de generación y sistemas de almacenamiento, con esquemas de redundancia y servicios auxiliares que aseguren su funcionamiento incluso en condiciones adversas.

## D. Generación eléctrica y uso de energías renovables

La evolución de las fuentes de generación eléctrica en Costa Rica en los últimos años evidencia una matriz dominada históricamente por la energía hidroeléctrica, acompañada de un crecimiento sostenido de otras fuentes renovables como la geotermia y la energía eólica como se muestra en el gráfico 2. Esta configuración ha permitido al país consolidar una matriz eléctrica limpia, aunque con ciertas variaciones que reflejan tanto condiciones hidrológicas como decisiones operativas y tecnológicas.

La energía hidroeléctrica ha sido el pilar de la generación eléctrica en Costa Rica durante todo el período analizado. Su aporte ha oscilado entre los 5.800 y los 9.400 GWh anuales, con un máximo en 2022 (9.448,7 GWh). Esta variación está estrechamente ligada a las condiciones climáticas, especialmente a la disponibilidad hídrica. Pese a su importancia, la dependencia de esta fuente plantea riesgos frente a eventos extremos como sequías prolongadas, lo que ha motivado la diversificación progresiva de la matriz. La geotermia ha sido la segunda fuente más relevante en términos de generación firme, con un crecimiento significativo desde inicios de siglo. Aumentó de 976,5 GWh en 2000 a más de 1.600 GWh en 2022 y 2023, consolidándose como una fuente renovable confiable y continua, independiente de la estacionalidad. Su estabilidad ha sido clave para garantizar el suministro durante periodos de baja hidrología. Costa Rica es el principal generador geotérmico de América Central, con plantas ubicadas en las provincias de Guanacaste y Alajuela, aprovechando la actividad volcánica del país.

**Gráfico 2**  
**Evolución de fuentes de generación eléctrica de Costa Rica**  
 (En GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a información del Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC).

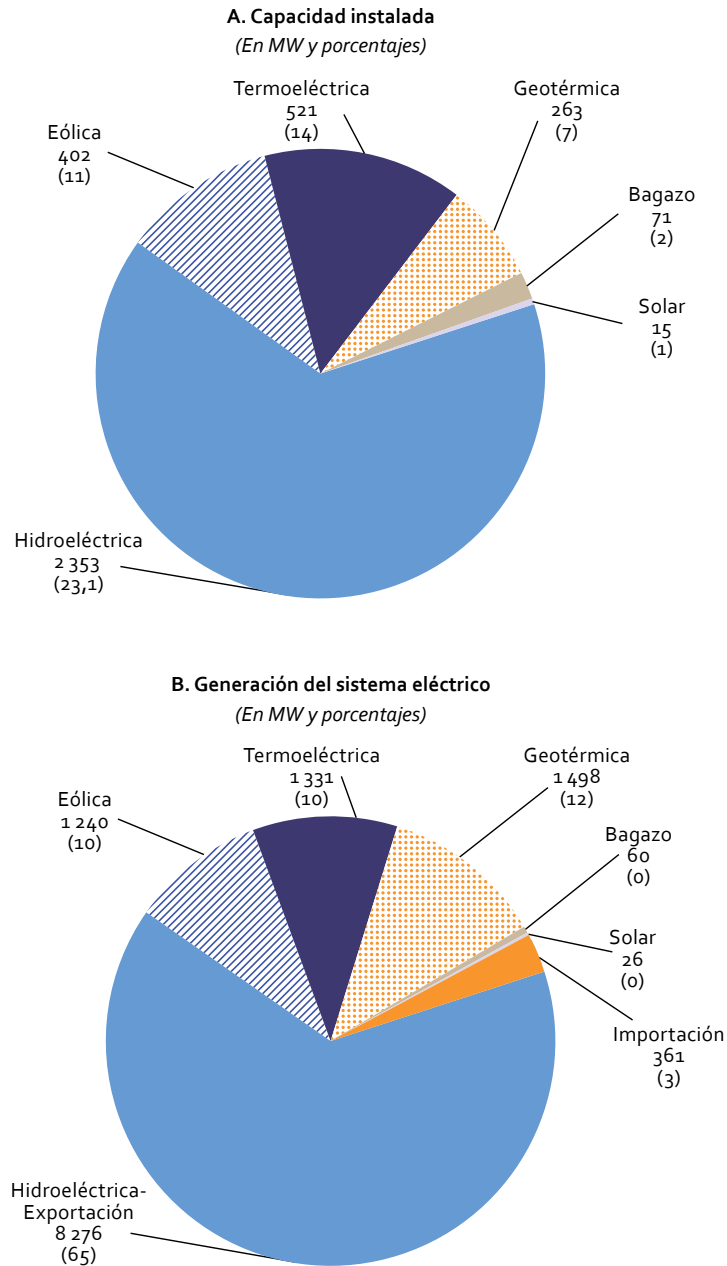
Por su parte, la energía eólica ha registrado un notable crecimiento desde su introducción en 2002. Pasó de generar solo 0,42 GWh ese año a más de 1.400 GWh en 2023, alcanzando máximos de casi 1.800 GWh en 2018 y 2019. Esta evolución refleja una mayor inversión en tecnologías eólicas y el aprovechamiento de los vientos estacionales, especialmente en regiones como Guanacaste. Sin embargo, su variabilidad diaria y estacional requiere respaldo con otras fuentes para mantener la estabilidad del sistema. La participación de la energía solar sigue siendo marginal, aunque ha mostrado un crecimiento moderado desde 2012. Su aporte se ha mantenido por debajo de los 10 GWh anuales, lo que sugiere que aún existe un amplio potencial no aprovechado. Esto puede atribuirse a limitaciones en infraestructura, financiamiento o integración a gran escala, aunque se han desarrollado programas de generación distribuida a nivel residencial y comercial.

En cuanto a la biomasa sólida, su aporte ha sido oscilante. Tras mantenerse en niveles bajos durante los primeros años del siglo, registró un pico destacado en 2011 (509,9 GWh), probablemente asociado a iniciativas industriales específicas. Desde entonces, ha mostrado cierta estabilidad, generando entre 55 y 87 GWh anuales. Esta fuente podría desempeñar un rol complementario en zonas agrícolas, especialmente si se integran tecnologías modernas de valorización energética de residuos.

Finalmente, el uso de petróleo y derivados en generación eléctrica ha sido altamente variable y responde a condiciones climáticas, precios internacionales y políticas operativas. Se registran aumentos significativos en periodos secos o de alta demanda (como 2014 y 2015), alcanzando hasta 1.196 GWh. No obstante, desde 2016 se observa una reducción marcada, con mínimos de apenas 2,86 GWh en 2021, aunque repuntó a 608 GWh en 2023. Esto evidencia que, pese a los esfuerzos por mantener una matriz limpia, el sistema aún depende del respaldo térmico en situaciones de estrés operativo.

En 2024, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue de 3625 MW distribuidos por fuente como se muestra en el gráfico 3 (ICE, 2025). La energía hidroeléctrica es la principal con un 65% de la capacidad total instalada. Con respecto a las fuentes térmicas, estas presentan un 14% de la capacidad, mientras que fuentes renovables como biomasa (bagazo) y geotérmica representan el 2% y 7% respectivamente. Las energías renovables no convencionales, como la eólica y fotovoltaica, completan la matriz con un 12%.

**Gráfico 3**  
**Capacidad instalada y generación del sistema eléctrico de 2024**



Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, Informe De Atención De Demanda Y Producción De Electricidad Con Fuentes Renovables, Costa Rica 2024.

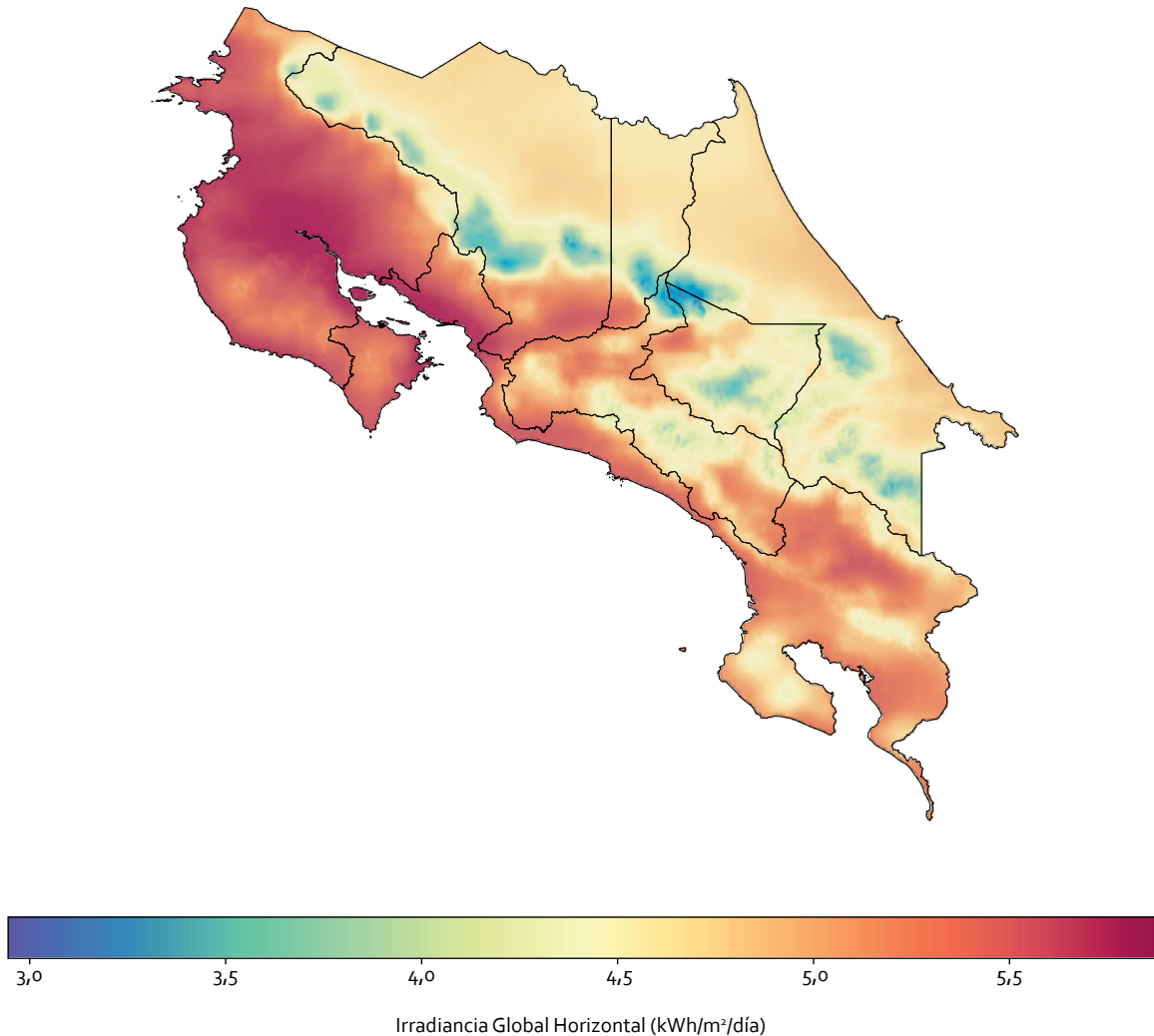
En relación con la energía eléctrica producida en 2024, la generación hidroeléctrica representa aproximadamente el 65% de la electricidad producida (para demanda nacional y exportación). Actualmente, la geotermia representa cerca del 12% de la generación total, mientras que la energía eólica aporta aproximadamente el 10% de la electricidad del país, con proyecciones de crecimiento a medida que la tecnología de almacenamiento de energía mejora. En menor medida, la energía solar y la biomasa complementan la oferta energética, aunque su participación en la matriz sigue siendo baja en comparación con otras fuentes.

## E. Potencial de energías renovables

### 1. Potencial solar

Costa Rica presenta un potencial enorme para el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas. Con una capacidad instalada 5,4 MW en 2023, existe una diferencia enorme entre el potencial teórico y la capacidad instalada, lo que representa una gran oportunidad para diversificar la matriz energética del país.

**Mapa 1**  
**Distribución de Irradiancia Global Horizontal en Costa Rica**  
(En  $KW/m^2$ )



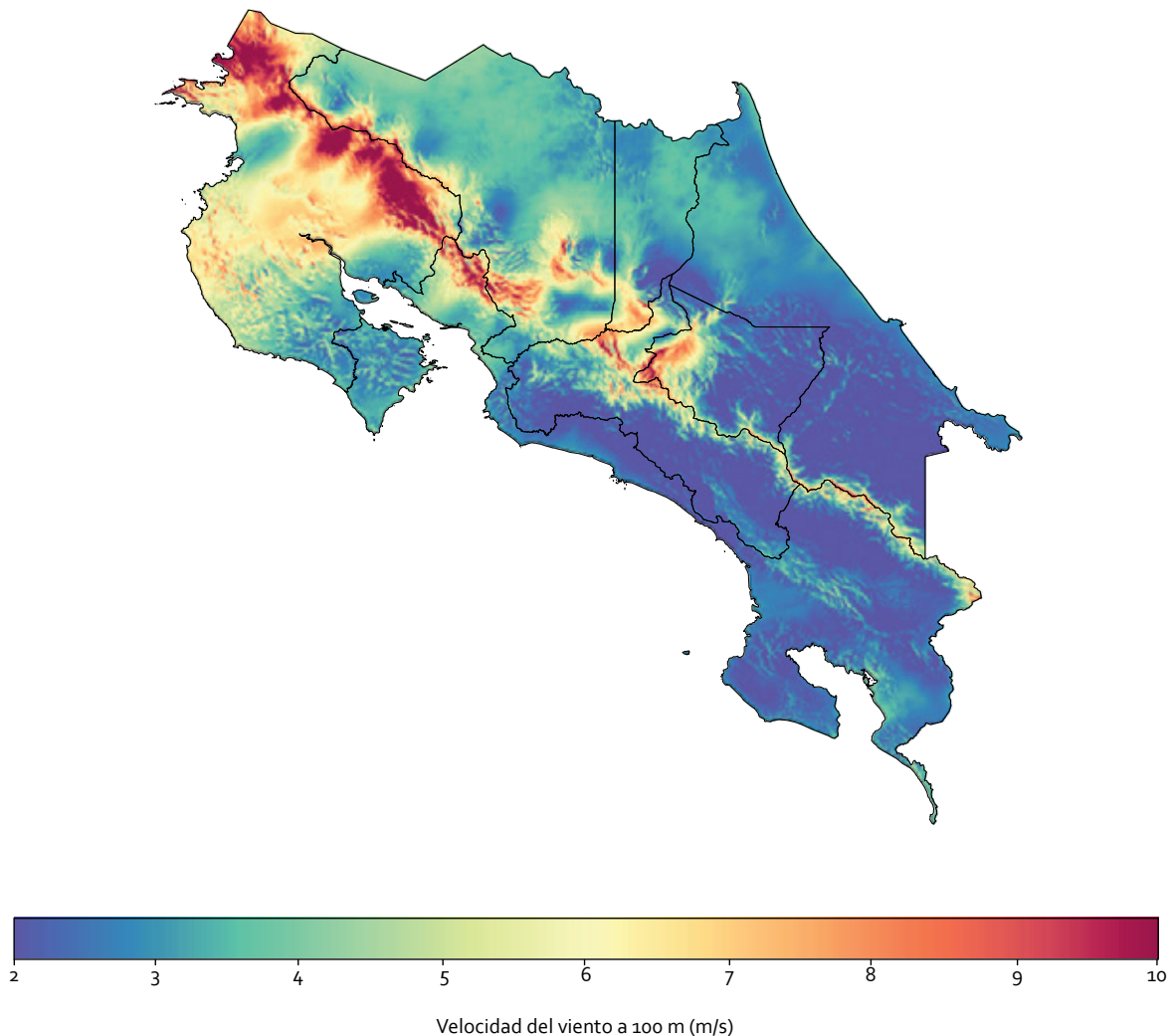
Fuente: Elaboración propia en base a información del Global Wind Atlas, World Bank Group, ESMAP, WASP, DTU.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) estima que el potencial técnico fotovoltaico total de Costa Rica es considerable. Si se instalan paneles en el 23% del territorio del país, el potencial alcanza los 57674,8 MW. Sin embargo, al evaluar un escenario donde solo un 1% de esta área se destinase a proyectos fotovoltaicos, el potencial se ajusta a 5767 MW. Este valor, si bien representa una fracción del potencial teórico, sigue siendo significativa y podría aumentar más en escenarios con un mayor uso del territorio.

## 2. Potencial eólico

Costa Rica presenta un potencial eólico que se ha estado siendo explotando desde 1996. Aproximadamente el 12% de su potencia instalada proviene de centrales eólicas terrestres.

**Mapa 2**  
Distribución de velocidad del viento en Costa Rica  
(En m/s)



Fuente: Elaboración propia en base a información del Global Wind Atlas, World Bank Group, ESMAP, WASP, DTU [en línea] <https://globalwindatlas.info/en/area/Costa%20Rica>.

El ICE ha cuantificado el potencial eólico terrestre del país en 2400 MW de capacidad estable al considerar un factor de planta superior al 30%. Esta capacidad representa una generación de energía eléctrica anual estimada en 6700 GWh, lo que posiciona a la energía eólica como una fuente de energía renovable con un alto potencial de desarrollo.

En 2019, el ICE realizó una evaluación del potencial eólico marino del país. Se estima que el potencial técnico es de 14400 MW con un factor de planta superior al 34%. Además de este potencial se identificaron 4780 MW que pueden operar con un factor de planta superior al 50%, lo que indica un alto potencial de generación en ciertas zonas.

### 3. Potencial hidroeléctrico

Respecto del potencial hidroeléctrico, Costa Rica, con su abundante red hidrográfica y topografía montañosa, posee un inmenso potencial hidroeléctrico que la ha posicionado como un referente en la región en términos de sostenibilidad energética. La hidroelectricidad no solo proporciona una fuente de energía renovable y segura, sino que también ofrece servicios complementarios esenciales para la estabilidad del sistema eléctrico, como la regulación de tensión y frecuencia. Estos servicios resultan especialmente valiosos al integrar fuentes de energía renovable no convencionales, como la solar y la eólica, en la matriz energética nacional dada su irregularidad a la hora de generar electricidad.

El ICE evaluó 34 cuencas hidrográficas costarricenses y determinó un potencial teórico de generación hidroeléctrica de 25450 MW. No obstante, solo el 32% de este potencial, equivalente a 7902 MW, es considerado técnicamente explotable. El resto se distribuye principalmente en áreas protegidas (16%) y territorios indígenas (37%), donde existen restricciones para su aprovechamiento. Un adicional (6%) presenta limitaciones para su desarrollo como la declaración de "moratoria".

### 4. Potencial geotérmico

La posición geográfica de Costa Rica en una zona de actividad tectónica presenta condiciones geológicas ideales para la formación de yacimientos geotérmicos. La interacción de placas tectónicas en la región ha generado anomalías térmicas en la corteza terrestre, lo que a su vez ha dado lugar a la formación de reservorios de agua caliente a gran profundidad. Estas características hacen de Costa Rica un país con un gran potencial para generar electricidad a partir de energía geotérmica.

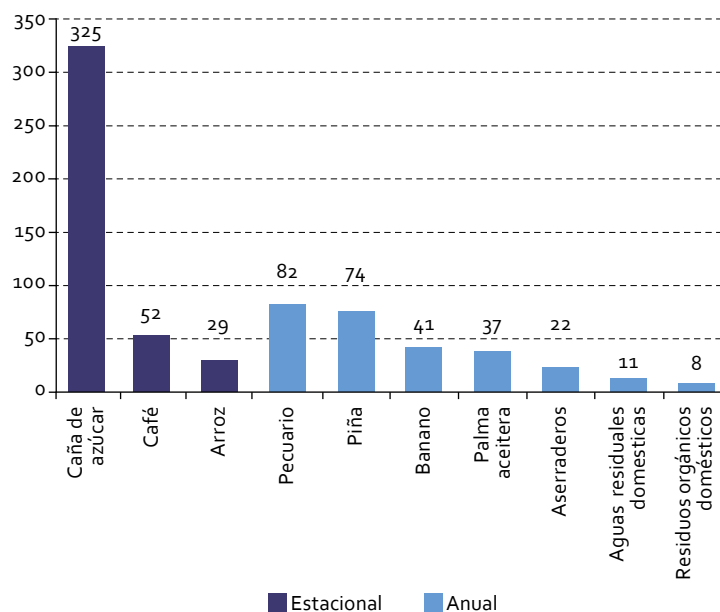
Costa Rica posee un notable potencial geotérmico, especialmente en zonas con recursos de alta temperatura. Las reservas geotérmicas, es decir, aquellos recursos accesibles a corto plazo (10 años) y a menor profundidad (2,5 km), ofrecen una capacidad instalada potencial de 1331 MW, de los cuales 614 MW están disponibles sin restricciones. Por otro lado, los recursos geotérmicos, que incluyen zonas con mayor profundidad y un potencial a largo plazo (30 años), presentan una capacidad total estimada de 2277 MW, reduciéndose a 1019 MW al considerar las limitaciones de acceso (ICE, 2022). Esta distinción de reservas permite evaluar tanto el potencial a corto como a largo plazo de la energía geotérmica del país.

### 5. Potencial de la biomasa

Además de lo anterior, Costa Rica, con su rica biodiversidad y abundante producción agrícola, posee un gran potencial para aprovechar la biomasa como fuente de energía renovable. El país cuenta con una gran cantidad de residuos agrícolas como el bagazo de caña de azúcar, el rastrojo de piña, la pulpa o cascarilla de café y la cascarilla o rastrojo del sector arrocero, que pueden ser aprovechados para generar energía eléctrica. El aprovechamiento sostenible de estos recursos no solo diversificaría la matriz energética, sino que también generaría empleos e impulsaría el desarrollo rural. De hecho, el potencial energético de estas biomásas es considerable, como lo demuestra el gráfico 4, el cual detalla la capacidad instalada potencial de cada tipo de biomasa en Costa Rica:

La biomasa en Costa Rica presenta un potencial de generación eléctrica de 681 MW. Sin embargo, esta capacidad presenta una marcada estacionalidad. Los cultivos como la caña de azúcar, el café y el arroz, que aportan 406 MW a este potencial, solo están disponibles durante los meses de cosecha, principalmente entre diciembre y marzo. Los restantes 275 MW, provenientes de fuentes de biomasa con producción continua a lo largo del año, garantizando una generación más estable (ICE, 2022).

**Gráfico 4**  
**Capacidad potencial instalable de la biomasa**  
 (En MW)



Fuente: Elaboración propia en base a la información del Instituto Costarricense de Electricidad.

## F. Rol del almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía desempeña un rol clave en la estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico de Costa Rica, particularmente en el contexto de la transición hacia una matriz energética aún más diversificada y libre de combustibles fósiles. A medida que el país incrementa su capacidad instalada de energía solar y eólica, tecnologías de almacenamiento avanzadas se vuelven fundamentales para mitigar la intermitencia de estas fuentes y garantizar un suministro confiable y continuo de electricidad.

Uno de los principales beneficios del almacenamiento de energía es su capacidad para equilibrar la oferta y la demanda en el sistema eléctrico. Actualmente, Costa Rica depende en gran medida de la generación hidroeléctrica, cuya producción puede verse afectada por la variabilidad climática y la disponibilidad de agua en los embalses. Con la incorporación de baterías de gran escala y otras tecnologías de almacenamiento, el país puede aprovechar el excedente de energía renovable producido en momentos de baja demanda y liberarlo cuando el sistema lo requiera, reduciendo así la necesidad de respaldo con plantas térmicas.

Además, el almacenamiento de energía contribuye a mejorar la estabilidad y la confiabilidad de la red eléctrica. En sistemas con una alta penetración de fuentes intermitentes como la solar y la eólica, pueden ocurrir fluctuaciones en la generación que afecten la frecuencia y el voltaje de la red. Las soluciones de almacenamiento, como baterías de ion-litio y sistemas de almacenamiento hidráulico por bombeo, pueden proporcionar una respuesta rápida para estabilizar la red y evitar cortes de energía.

En términos de innovación y planificación a largo plazo, Costa Rica está explorando la posibilidad de implementar tecnologías de almacenamiento a gran escala para mejorar la integración de energías renovables. El ICE ha identificado el potencial para incorporar hasta 300 MW de almacenamiento en baterías en las próximas décadas. Esta proyección forma parte de la hoja de ruta energética de Costa Rica y refleja el compromiso del país con la modernización de su sistema eléctrico y la integración de tecnologías que faciliten una mayor penetración de energías renovables. Existen iniciativas que buscan

desarrollar sistemas de almacenamiento mediante baterías en combinación con proyectos solares y eólicos, así como el fortalecimiento del almacenamiento hidráulico a través de plantas hidroeléctricas reversibles. También se evalúa el potencial del hidrógeno verde como una solución para almacenar energía renovable en períodos de sobreproducción y utilizarla posteriormente en el sector industrial y de transporte.

A nivel regional, el almacenamiento de energía también podría fortalecer la posición de Costa Rica como un exportador de electricidad renovable dentro del Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC). Con una infraestructura de almacenamiento adecuada, el país podría optimizar su capacidad de generación y aprovechar oportunidades de intercambio energético con países vecinos, asegurando un suministro más eficiente y competitivo en la región.

La elección del sistema de almacenamiento de energía más adecuado depende de una serie de factores, entre los que destacan la escala del proyecto, la duración requerida del almacenamiento y los costos involucrados. Los sistemas mecánicos, como el bombeo hidroeléctrico, son ideales para grandes volúmenes de energía y períodos de almacenamiento prolongados. Por otro lado, las baterías ofrecen una mayor flexibilidad y son adecuadas para aplicaciones a menor escala. Los supercondensadores, con una alta potencia, pero una capacidad de energía limitada, son utilizados en aplicaciones que requieren descargas rápidas, como sistemas de respaldo. La selección de la tecnología de almacenamiento óptima es crucial para garantizar la eficiencia y el rendimiento del sistema energético en su conjunto.

En 2020, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) puso en marcha el proyecto piloto denominado Sistema de Almacenamiento de Energía por medio de Baterías (SAEB)-Colorado, con una capacidad de almacenamiento de 3,5 MWh y una potencia máxima de carga y descarga de 3,5 MVA. Este proyecto tiene como objetivo evaluar la integración de tecnologías de almacenamiento en la red eléctrica y analizar su impacto en la gestión de la energía generada a partir de fuentes renovables. Además, el ICE está explorando la aplicación de sistemas de almacenamiento en combinación con microrredes en áreas de difícil acceso, como las islas del Golfo de Nicoya, incluyendo Isla Chira e Isla Venado. Estas iniciativas buscan garantizar un suministro eléctrico confiable y sostenible en comunidades aisladas, aprovechando el almacenamiento de energía para optimizar el uso de recursos renovables locales.

## G. Potencial del hidrógeno

Costa Rica ha emergido como un actor clave en el desarrollo del hidrógeno verde en América Latina, aprovechando su matriz eléctrica casi 100% renovable y su compromiso con la descarbonización. El país ha identificado el hidrógeno como una solución estratégica para sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado, la industria y el almacenamiento de energía a largo plazo. A través de políticas públicas, alianzas con el sector privado e investigación académica, Costa Rica está sentando las bases para una economía del hidrógeno sostenible.

Uno de los principales impulsores del hidrógeno en Costa Rica es el Centro Nacional de Hidrógeno, ubicado en Liberia, Guanacaste, inaugurado en 2013. Esta instalación, desarrollada por la empresa Ad Astra Rocket Company en colaboración con el sector académico y gubernamental, fue la primera planta piloto de generación y dispensado de hidrógeno verde en la región centroamericana y ha realizado investigaciones sobre la producción, almacenamiento y uso del hidrógeno en aplicaciones de transporte. El proyecto ha demostrado la viabilidad de utilizar hidrógeno como combustible limpio para vehículos, incluyendo autobuses y flotas de transporte público.

En 2018, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), a través de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), estableció la Comisión de Hidrógeno con la participación de diversas entidades gubernamentales, representantes del sector energético y el Comité Técnico Nacional de Hidrógeno. Esta comisión tiene la responsabilidad de adaptar al contexto costarricense las normativas y estándares

internacionales necesarios para la producción, almacenamiento, transporte y uso del hidrógeno. Además, la creación de asociaciones con objetivos similares evidencia el compromiso y el interés de diferentes sectores en impulsar esta tecnología. Entre estas organizaciones destacan la Asociación Costarricense del Hidrógeno y la Alianza por el Hidrógeno, que agrupan actores tanto públicos como privados con el propósito de fomentar el desarrollo del mercado y las aplicaciones del hidrógeno verde en el país.

En 2021, se llevó a cabo un estudio de mercado (HINICIO, 2021) para evaluar el potencial de producción y demanda de hidrógeno verde en Costa Rica, tanto a nivel nacional como internacional. El análisis también incluyó una evaluación del impacto macroeconómico que podría tener esta industria en el país. Los resultados del estudio proyectaron que para 2050:

- La demanda de hidrógeno verde en Costa Rica alcanzaría aproximadamente 611 kton anuales, de las cuales más del 90% se destinaría al sector transporte.
- La capacidad de producción podría llegar a 5927 kton de hidrógeno verde al año.
- Se estimaría la creación de entre 180 mil y 220 mil empleos, tanto directos como indirectos.
- El mercado del hidrógeno verde podría aportar hasta 484 millones de dólares a la economía costarricense, representando cerca del 0,3% del PIB proyectado para ese año.
- Se lograría una reducción estimada de 861 kton de CO<sub>2</sub> equivalente al año.

En términos de infraestructura, Costa Rica cuenta con la primera estación de servicio de hidrógeno en América Latina, la cual permite recargar vehículos impulsados por celdas de combustible de hidrógeno. Este es un paso significativo hacia la adopción de esta tecnología en el sector transporte, uno de los principales consumidores de energía fósil en el país.

A nivel de políticas públicas, el hidrógeno ha sido incorporado en el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050, donde se menciona como una opción viable para reducir emisiones en sectores industriales y de transporte. También se están explorando incentivos fiscales y marcos regulatorios para atraer inversiones en el desarrollo de infraestructura de hidrógeno, con el objetivo de consolidar una cadena de valor sostenible y competitiva en el país.

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica publicada en 2023 establece una hoja de ruta para el desarrollo de esta tecnología en el país con la cual busca fortalecer la independencia energética y fomentar el crecimiento económico a través de la creación de un hub regional de conocimiento y tecnología en hidrógeno. Uno de los aspectos fundamentales de esta estrategia es que el hidrógeno verde debe desarrollarse en equilibrio con el crecimiento de la generación de electricidad renovable para evitar competencia con otras demandas, como la electrificación del transporte y la industria. Costa Rica, con una matriz eléctrica casi 100% renovable, tiene la oportunidad de aprovechar excedentes de electricidad para producir hidrógeno verde a costos estimados entre 2 y 4 USD/kg en una primera fase, reduciéndose a un rango de 2 a 3 USD/kg para 2030 con la incorporación de proyectos dedicados de generación renovable. En cuanto a la demanda, se prevé que el sector transporte sea el principal consumidor de hidrógeno en el país, especialmente en camiones de carga y autobuses de larga distancia, sectores donde la electrificación mediante baterías es menos eficiente. También se espera un papel importante en la industria, reemplazando combustibles fósiles como el gas licuado de petróleo (GLP) y el búnker. Las proyecciones de demanda indican un consumo de 20 kton/año para 2030, creciendo hasta 420 kton/año para 2050.

Para 2030, se espera desarrollar una capacidad instalada de electrolizadores entre 0,2 y 1 GW, lo que implicará inversiones estimadas en 2.500 millones de dólares y la generación de 30.000 empleos. Además, la implementación del hidrógeno verde en diversos sectores podría reducir hasta 2.600 kton de CO<sub>2</sub> anualmente.

Actualmente se tienen 7 proyectos relacionados al hidrógeno verde, donde 3 de ellos se encuentran en operación y los otros 4 proyectos están en distintos niveles de la etapa de desarrollo (H<sub>2</sub>LAC, 2025).

Para alcanzar estas metas, la estrategia propone 77 acciones agrupadas en 16 líneas de acción, organizadas en cuatro grandes ejes:

- i) **Condiciones habilitantes:** Desarrollo de regulaciones, marcos normativos y estrategias financieras que garanticen la seguridad y competitividad del hidrógeno verde en el país.
- ii) **Descarbonización del transporte e industria:** Promoción del uso del hidrógeno y sus derivados en sectores estratégicos para reducir emisiones y fomentar la demanda.
- iii) **Desarrollo de un hub tecnológico:** Atraer inversiones y fomentar la innovación en tecnologías de hidrógeno mediante alianzas con actores nacionales e internacionales.
- iv) **Exportación de hidrógeno:** Establecimiento de acuerdos internacionales, certificaciones de origen y estrategias para acceder a mercados globales, como la Unión Europea y Japón, interesados en importar hidrógeno verde.

En el ámbito regional, Costa Rica ha mostrado interés en posicionarse como un exportador de hidrógeno verde, dado su potencial para producirlo con costos competitivos. Existen estudios que evalúan la viabilidad de desarrollar corredores de exportación hacia mercados internacionales, como Japón y la Unión Europea, que han mostrado un fuerte interés en importar hidrógeno verde para su transición energética. Además, dentro de América Central, el hidrógeno podría jugar un rol clave en la integración energética mediante el Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC), facilitando su uso en generación eléctrica flexible y como respaldo para sistemas con alta penetración de energías renovables.

## H. Recursos energéticos distribuidos

De acuerdo con la definición del sector eléctrico en Costa Rica, los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución que permiten exportar potencia eléctrica activa. En la Ley 10086 (Promoción y Regulación de los Recursos Energéticos Distribuidos) se incluye dentro de esta clasificación a los sistemas de generación distribuida (GD) para autoconsumo, los sistemas de almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, y sistemas de interconexión o suplementarios necesarios para cumplir con los requerimientos de la red y su gestión de la demanda.

## II. Análisis de los intercambios energéticos históricos

La integración regional ha sido una parte integral del trabajo de la CEPAL para promover la integración en América Latina y el Caribe a través de acciones concretas y recomendaciones de políticas. Dentro de una región tan diversa, es crucial contar con políticas de integración eficaces y eficientes para superar los diversos obstáculos que pueden dificultar el pleno potencial de la región. Políticas de integración sincronizadas y armoniosas entre los países de la región ayudarán a promover el flujo de bienes y servicios que, posteriormente, fomentarán el crecimiento económico y reducirán la desigualdad.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, junto a su primer protocolo ratificado entre 1997 y 1998 por los congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, estableció la base jurídica e institucional para el desarrollo de la interconexión regional. Este marco dio origen a dos organismos clave: el Ente Operador Regional (EOR), encargado de la operación del sistema, y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), responsable de la regulación regional. Además, se definió la creación de la Empresa Propietaria de la Red (EPR) para la ejecución del sistema de interconexión física conocido como SIEPAC.

El componente de infraestructura, liderado por la EPR, consistió en la construcción de aproximadamente 1.793 km de líneas de transmisión a 230 kV, diseñadas con torres que permiten la futura instalación de un segundo circuito. Esta red conecta 15 subestaciones regionales a través de 28 bahías de acceso e incorpora equipos de compensación reactiva. La capacidad inicial estimada para el transporte confiable y seguro de energía es de 300 MW, con posibilidad de duplicarse a 600 MW al habilitar el segundo circuito.

El costo total del proyecto fue de aproximadamente 494 millones de dólares, una cifra considerada eficiente dada la extensión del trazado, los desafíos técnicos y los trámites enfrentados en seis países, así como la necesidad de conciliar diferentes tecnologías de subestaciones y gestionar los derechos de paso con cerca de 8.000 propietarios de terrenos.

A continuación, se presenta un resumen de los intercambios energéticos regionales a través de esta interconexión.

## A. Mercado Eléctrico Regional (MER)

El desarrollo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países Centroamericanos (SIEPAC) se inició en la década de 1990 como una prioridad estratégica que permitiera a la subregión enfrentar los desafíos energéticos de manera integrada. El SIEPAC permite desde entonces el intercambio de energía eléctrica entre los países de la subregión. Las primeras conexiones se realizaron entre El Salvador y Honduras, hasta 2014 cuando se completaron las conexiones entre todos los países y entró en pleno funcionamiento el SIEPAC administrado por una entidad público-privada (EPR).

Desde entonces funciona un Mercado Eléctrico Regional con transacciones de Guatemala a Panamá. Sin embargo, todavía hay barreras que es necesario abordar. Principalmente para que el sistema responda de manera resiliente a shocks externos, pudiendo actuar con transmisiones de electricidad a precios competitivos. Esto requiere mejorar y armonizar las regulaciones, fortalecer los acuerdos binacionales de interconexión y mejorar la capacidad de transmisión limitada por la falta de inversión en infraestructura (tanto nacional como binacional).

El Mercado Eléctrico Regional (MER) tiene como normativa fundamental el Tratado Marco aprobado por representantes de los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá en mayo de 2000. Su diseño general conceptualiza al MER como un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.

Está compuesto por cuatro organismos regionales:

- i) **Consejo Director del MER (CDMER):** es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales: la CRIE y el EOR.
- ii) **Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE):** responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema y de fijar las tarifas. La CRIE tiene su sede en Ciudad de Guatemala.
- iii) **Ente Operador Regional (EOR):** responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado. El EOR tiene su sede en San Salvador, El Salvador.
- iv) **Empresa Propietaria de la Red (EPR):** entidad público-privada responsable de la ejecución del proyecto y de la operación del sistema, integrada por las empresas eléctricas de los países miembros y asociados. La EPR tiene su sede en San José, Costa Rica.

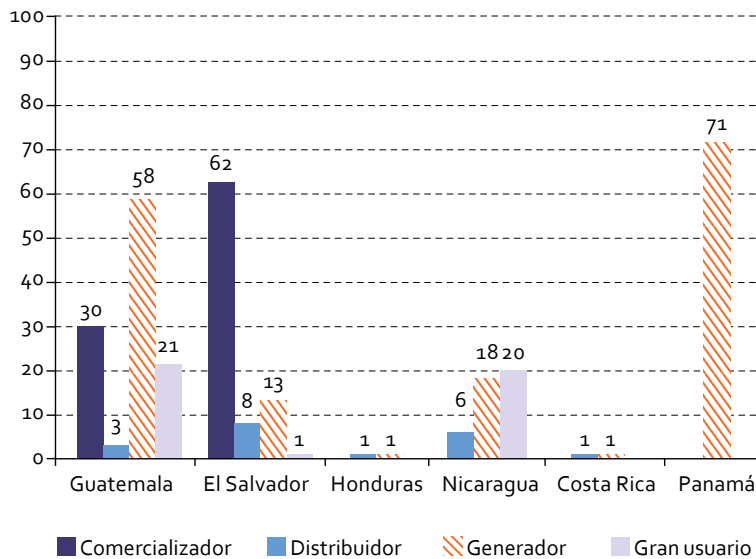
Estas instancias son apoyadas también por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), el cual, entre otras actividades, realiza estudios en materia de planeación indicativa y de proyectos regionales de electrificación para incentivar el desarrollo de estos.

Según la EPR, la capacidad de generación disponible en los países del MER a finales de diciembre de 2023, de acuerdo con la información remitida por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, es de 17,576.9 MW, de los cuales el 40.2% corresponde a centrales hidroeléctricas, 32.9% a termoeléctricas de combustibles fósiles, 8.3% a centrales solares fotovoltaicas, 7.6% a centrales de biomasa, 7.5% a centrales eólicas, 3.2% a centrales geotérmicas y 0.3% a generación distribuida participante del mercado mayorista guatemalteco (EPR Transmisión de Electricidad, 2024).

Al 31 de mayo de 2024, el Mercado Eléctrico Regional (MER) contaba con un total de 315 agentes autorizados para realizar transacciones distribuidos como se presenta en el gráfico 5. La participación de estos agentes varía según las características del mercado eléctrico de cada país. En Guatemala y

El Salvador, los agentes activos incluyen generadores, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios, lo que refleja una estructura de mercado más diversificada. En Costa Rica y Honduras, en cambio, el esquema es más centralizado, con la participación de un único agente comprador y un agente vendedor en cada país.

**Gráfico 5**  
**Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER**  
*(En cantidad de agentes)*



Fuente: Supervisión y Vigilancia del MER-CRIE, con base en información de la Base de Datos Regional Agentes autorizados para realizar transacciones.

Durante el año 2015, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) implementó diversas acciones estratégicas orientadas al fortalecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), cuyos impactos fueron significativos tanto en términos regulatorios como operativos y económicos. Estas acciones, enmarcadas en el Plan Operativo Anual 2015, respondieron a los objetivos del Plan Estratégico de consolidación del MER y promoción de la competencia regional.

Estas acciones documentadas en (CRIE, 2016) indican que uno de los ejes centrales fue la consolidación y certeza regulatoria. En este ámbito, se avanzó en la compilación de la normativa dispersa del MER en un único cuerpo normativo, con la participación coordinada del CDMER y el EOR. Asimismo, se fortalecieron las capacidades de vigilancia y control a través de auditorías técnicas y financieras. Destaca una reducción del 78% en el costo asociado a desviaciones del sistema eléctrico, pasando de USD 3.74 millones en 2014 a USD 820 mil en 2015. Adicionalmente, las auditorías a la EPR y el EOR identificaron subejecuciones presupuestarias e ingresos no contemplados por un total superior a USD 22 millones, generando impactos positivos sobre las tarifas y el cargo por operación del sistema.

Otro componente clave fue la revisión y ajuste de la metodología tarifaria de transmisión regional, en particular mediante las resoluciones CRIE-20-2015 y CRIE-46-2015, que corrigieron desequilibrios en la distribución de ingresos por derechos de transmisión y rentas de congestión. Asimismo, se desarrollaron normativas para el acceso regulado a la Línea SIEPAC, permitiendo la incorporación de nuevos actores y mejoras en la eficiencia del mantenimiento de la infraestructura, lo que ayudó a evitar costos significativos como la reconstrucción de torres.

En cuanto a la atracción de inversiones de escala regional, se completó la regulación de contratos firmes y derechos de transmisión de corto plazo, lo cual permitió la asignación efectiva de 218.5 MW y 170.4 MW en dos semestres de 2015, con ingresos por venta de derechos firmes que alcanzaron los USD 4.44 millones. También se avanzó en el diseño regulatorio para contratos y derechos de transmisión de largo plazo, con apoyo técnico y diplomático internacional. La capacidad operativa de transmisión regional aumentó en promedio un 46%, elevando el potencial de transacciones y facilitando el desarrollo de nuevos contratos.

Durante 2015 también se tramitaron 24 solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR), contribuyendo al crecimiento de la infraestructura regional, mejorando la confiabilidad del suministro y reduciendo los tiempos y costos de conexión para nuevos generadores. Solo por la aplicación del procedimiento de conexión, se estimó un ahorro de USD 600 mil, mientras que en el caso de Honduras, la integración de energías renovables variables evitó generación térmica durante una sequía, con un beneficio económico estimado de USD 120 millones.

En materia de armonización regulatoria, se avanzó en la revisión de criterios técnicos para mejorar la operación del sistema y reducir los intercambios inadvertidos entre áreas de control. Se evaluaron también estudios de penetración de energías renovables variables, sentando las bases para una mayor integración segura de estas tecnologías. Por último, se fortalecieron los mecanismos de coordinación interinstitucional y se promovieron acciones conjuntas con CDMER y EOR, aunque algunas actividades específicas fueron reasignadas.

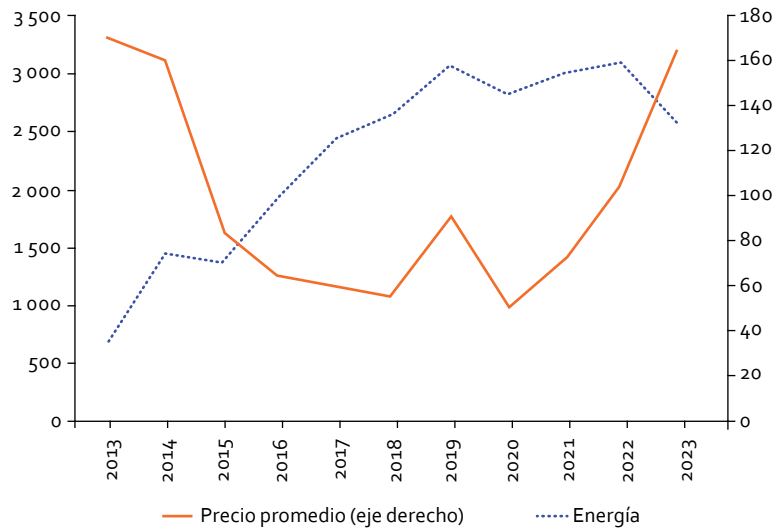
## B. Transacciones históricas en el MER

Entre los años 2013 y 2023, el Mercado Eléctrico Regional (MER) ha experimentado una evolución significativa tanto en los volúmenes de energía transada como en los precios promedio de la electricidad. En términos de energía, el mercado pasó de 690 GWh en 2013 a un máximo histórico de 3.108 GWh en 2022, evidenciando un crecimiento sostenido impulsado por una mayor integración regional, inversiones en infraestructura y el aumento en la participación de fuentes renovables. No obstante, en 2023 se observó una caída relevante en la energía transada, con 2.560 GWh, lo que representa una reducción cercana al 18% respecto al año anterior, posiblemente vinculada a restricciones operativas, condiciones climáticas o factores coyunturales en los sistemas eléctricos nacionales.

En cuanto a los precios promedio (en USD/MWh), el comportamiento ha sido más volátil. Entre 2013 y 2018 se evidenció una marcada tendencia a la baja, pasando de 170,5 USD/MWh a 55,4 USD/MWh, lo que podría atribuirse a una mayor eficiencia operativa, mayor oferta regional y la incorporación progresiva de tecnologías renovables de menor costo marginal. Sin embargo, a partir de 2019 se aprecia un cambio en la tendencia, con precios que han oscilado considerablemente: un repunte en 2019 (92,1 USD/MWh), una caída en 2020 (50,95 USD/MWh), y nuevamente un alza sostenida hasta alcanzar los 163,59 USD/MWh en 2023, el segundo valor más alto del período analizado. Por un lado, la menor disponibilidad hidroeléctrica en países clave (especialmente durante el fenómeno El Niño), obligó a recurrir a generación térmica más costosa, cuyas ofertas nodales ocasionalmente superaron los 1.500 USD/MWh. Por otro, los precios elevados del petróleo y el gas natural, junto con una mayor participación del mercado spot por la reducción de volúmenes transados, elevaron el costo marginal promedio.

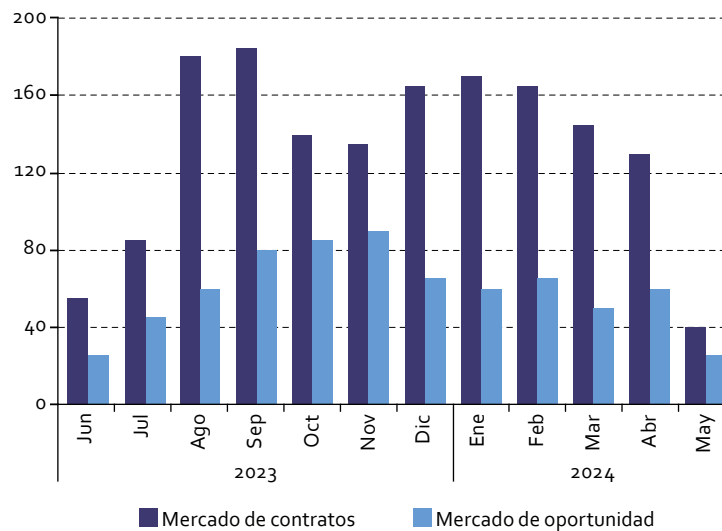
Durante el período comprendido entre junio de 2023 y mayo de 2024, el Mercado Eléctrico Regional (MER) registró un total de 2.242 GWh de energía inyectada, según la información de la Base de Datos Regional presentado en el gráfico 6. Un análisis del comportamiento mensual revela que las inyecciones diarias más bajas ocurrieron en los extremos del período: junio de 2023 y mayo de 2024. Esta disminución está asociada principalmente al impacto del fenómeno climático El Niño, que afectó la disponibilidad de recursos hídricos y, por ende, la generación eléctrica en varios países de la región.

**Gráfico 6**  
**Transacciones y precios promedio en el Mercado Eléctrico Regional**  
*(En GWh y dólares/MWh)*



Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, Memoria de Labores (CRIE, 2025).

**Gráfico 7**  
**Inyecciones en el MER según tipos de contrato**  
*(En GWh)*



Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, Memoria de Labores (CRIE, 2025).

A pesar de esta afectación climática, los datos reflejan una recuperación progresiva de las inyecciones durante el segundo semestre de 2023 y el primer cuatrimestre de 2024, lo que podría estar relacionado con una mejora en las condiciones hidrometeorológicas y una mayor estabilidad en la operación de los sistemas nacionales. En este contexto, el análisis del tipo de mercado revela que el Mercado de Contratos Regional (MCR) desempeñó un papel preponderante, representando el 73,65% del total de energía inyectada, mientras que el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) contribuyó con el 26,35% restante.

Esta distribución destaca la importancia de los contratos firmes y preestablecidos como pilar de la integración eléctrica regional, al ofrecer mayor previsibilidad en las transacciones, aunque también subraya el rol complementario del mercado de oportunidad para absorber excedentes o responder a variaciones imprevistas en la oferta y la demanda.

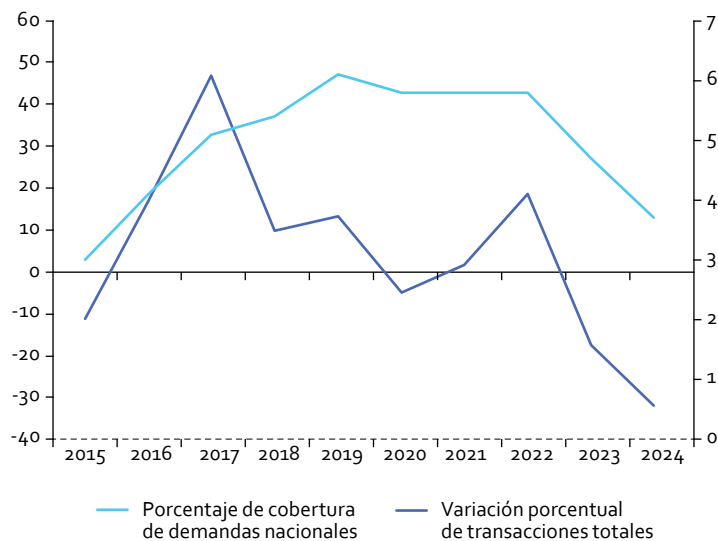
Por su parte, la evolución del porcentaje de transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) ha mostrado un comportamiento cíclico durante la última década, destacando un periodo de notable crecimiento entre 2016 y 2017, donde se registró un incremento de hasta 46,9% como se presenta en el gráfico 7. Este auge reflejaba un contexto favorable para la integración energética regional, con condiciones hidrometeorológicas estables, alta participación de agentes y ampliación de la infraestructura de interconexión.

Sin embargo, desde 2022 se evidencia una caída sostenida en las transacciones. En 2023, la variación fue de -17,4% y se profundizó en 2024 con una contracción de -31,8%. Esta tendencia descendente está fuertemente influida por el impacto del fenómeno climático El Niño, que ha afectado de forma directa la generación hidroeléctrica regional al reducir significativamente la disponibilidad de recursos hídricos. Dado que la hidroelectricidad constituye una de las principales fuentes de energía en varios países centroamericanos, la sequía derivada de El Niño ha provocado una menor oferta de energía por parte de los agentes del MER, limitando así la capacidad de transacción en el mercado regional.

Este contexto subraya la vulnerabilidad del MER ante eventos climáticos extremos y pone de manifiesto la necesidad de fortalecer la diversificación de la matriz energética regional, incluyendo un mayor despliegue de fuentes renovables no convencionales (como solar y eólica) y capacidades de almacenamiento, así como el fortalecimiento de mecanismos de resiliencia operativa y planificación coordinada a nivel regional. Además, resalta la urgencia de diseñar estrategias que contemplen la variabilidad climática como un factor estructural en el desarrollo e integración energética de Centroamérica.

Además de lo anterior, en el gráfico 8 se presenta la evolución de la proporción de la demanda nacional cubierta mediante compras de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) en el mismo período. En términos generales, se observa un crecimiento sostenido entre 2014 y 2019, cuando la participación del MER alcanzó su punto más alto con un 6,1% de cobertura. Este periodo estuvo marcado por una creciente integración regional y una mayor participación de los países en el intercambio energético.

**Gráfico 8**  
Evolución de transacciones totales y cobertura de demandas nacionales  
(En porcentajes)



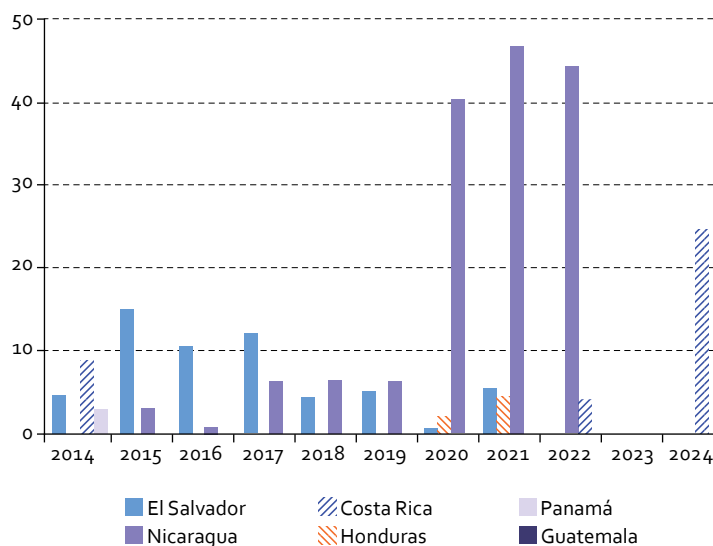
Sin embargo, a partir de 2020, este indicador se estabilizó en torno al 5.8% durante tres años consecutivos. A partir de 2023, se evidencia una caída progresiva hasta alcanzar el 3.7% en los primeros cinco meses de 2024. Esta baja participación está directamente vinculada al mismo fenómeno descrito previamente, el cual ha reducido significativamente la disponibilidad de generación hidroeléctrica en varios países de Centroamérica, afectando las inyecciones al MER y, por ende, las compras de energía por parte de los países.

Este descenso representa un retroceso en el nivel de integración y aprovechamiento del MER como instrumento para complementar la oferta energética nacional. Subraya también la necesidad de fortalecer la resiliencia climática de la infraestructura de generación e interconexión regional, así como de diversificar las fuentes de energía (especialmente con tecnologías menos vulnerables a eventos climáticos extremos), para asegurar un suministro estable y eficiente en el contexto de mayor variabilidad climática.

Por su parte, el CRIE realiza una estimación de los ahorros potenciales que tienen los países gracias a la compra en el MER en lugar de autoabastecerse con los precios nacionales de cada país. En el gráfico 9 se presenta el impacto económico del Mercado Eléctrico Regional (MER) para los países compradores, al mostrar los ahorros generados por compras de energía desde 2014 hasta junio de 2024. Los países que consistentemente han registrado ahorros por compras en el MER son principalmente Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, siendo Costa Rica el país con los beneficios más destacados y recurrentes.

Durante el período 2020-2022, Costa Rica alcanzó sus máximos niveles de ahorro, superando los 40 millones de dólares anuales, con un pico cercano a los 48 millones en 2021. Este desempeño se explica por su posición estructural en el mercado, dado que sus precios marginales nacionales fueron más bajos que los precios nodales del MER, permitiéndole adquirir energía a menor costo. Esta ventaja competitiva refleja también una estrategia efectiva de participación en el mercado regional.

**Gráfico 9**  
**Ahorros por compras en el MER**  
(En millones de dólares)



Fuente: Supervisión y Vigilancia del MER-CRIE, con base en información de la base de Datos Regional.

Es relevante destacar que en 2023 no se reportan ahorros significativos para ningún país, y que en 2024 solo Costa Rica registra un ahorro visible, debido a una disminución general en las transacciones del MER como resultado de condiciones adversas asociadas al fenómeno de El Niño. Este evento climático ha reducido la generación hidroeléctrica y, por tanto, las oportunidades de intercambio eficiente.

## C. Impacto en seguridad y resiliencia regional

Durante los últimos años, el Sistema Eléctrico Regional (SER) ha enfrentado múltiples eventos de contingencia severa, muchos de ellos caracterizados por pérdidas súbitas de generación, disparos de líneas críticas o desconexiones automáticas por bajo voltaje. En este contexto, la infraestructura de interconexión regional del SIEPAC y los esquemas automáticos de protección asociados (principalmente EDALTIBV, EDACBF y ECS) han demostrado ser pilares fundamentales para sostener la estabilidad del sistema y evitar colapsos generalizados.

Por ejemplo, el 15 de marzo de 2025 se presentó un caso extremo de desbalance provocado por un incendio en la subestación PAN-AM en Panamá, que derivó en una inyección excesiva de potencia hacia el resto del SER. Esta condición disparó las protecciones entre Costa Rica y Panamá, aislando preventivamente al país para evitar impactos mayores. Al mismo tiempo, el exceso de flujo activó el EDALTIBV en México, desconectando al SER del sistema mexicano. La combinación de estos esquemas permitió una partición controlada del sistema y una respuesta coordinada con desconexiones parciales de carga, protegiendo la integridad del sistema regional frente a una falla desproporcionada.

Un evento aún más crítico ocurrió el 1 de marzo de 2025, cuando una falla en la Subestación 15 de septiembre en Guatemala provocó una serie de desconexiones en cascada que involucraron pérdidas significativas de generación en El Salvador y Honduras. Este evento generó una condición de inestabilidad tan severa que el SER se dividió en tres bloques eléctricos. Gracias a las interconexiones regionales, cada bloque pudo operar como una isla eléctrica temporal, activando sus propios esquemas EDACBF por etapas según la magnitud del déficit de generación. Sin esta capacidad de partición controlada y respuesta autónoma, el evento habría resultado en un apagón regional masivo.

En los años anteriores, también se observaron situaciones donde la interconexión permitió contener eventos críticos. Por ejemplo, en diciembre de 2024, una pérdida de generación en El Salvador derivó en la activación del EDALTIBV y la posterior partición del SER en dos bloques con diferentes condiciones de frecuencia. La capacidad de dividir el sistema en islas operativas, cada una estabilizándose con sus propios recursos, demostró el valor de una red flexible y regionalmente integrada. Igualmente, casos en Panamá durante 2023, como el disparo de Central Costa Norte, evidenciaron cómo el sistema pudo absorber la pérdida gracias al respaldo energético de países vecinos, evitando así el colapso de la frecuencia local.

El SIEPAC no solo permite intercambios energéticos económicos, sino que constituye una infraestructura crítica para la seguridad operativa del sistema. La existencia de interconexiones entre países y la lógica regional de respuesta automática han permitido aislar zonas afectadas, contener perturbaciones, redistribuir cargas y mantener la frecuencia dentro de márgenes aceptables. Estas capacidades representan una mejora significativa respecto a escenarios contrafactuales en los que cada país operara de manera aislada.

## D. Intercambios energéticos históricos en Costa Rica

El análisis de los intercambios de energía y del precio promedio de electricidad de Costa Rica en el Mercado Eléctrico Regional (MER) durante el periodo 2013-2024 revela una evolución marcada por cambios en la estrategia operativa del país, influencias de condiciones hidrológicas, precios regionales y capacidad de infraestructura de interconexión.

Durante los primeros años (2013-2014), Costa Rica tuvo un comportamiento exportador moderado, destacando en 2014 con más de 251 GWh exportados y apenas 70 GWh importados, en un contexto de precios altos (alrededor de 158 USD/MWh). Este patrón sugiere que, en ese momento, Costa Rica operaba con excedentes energéticos disponibles para el mercado regional, aprovechando precios favorables para exportar.

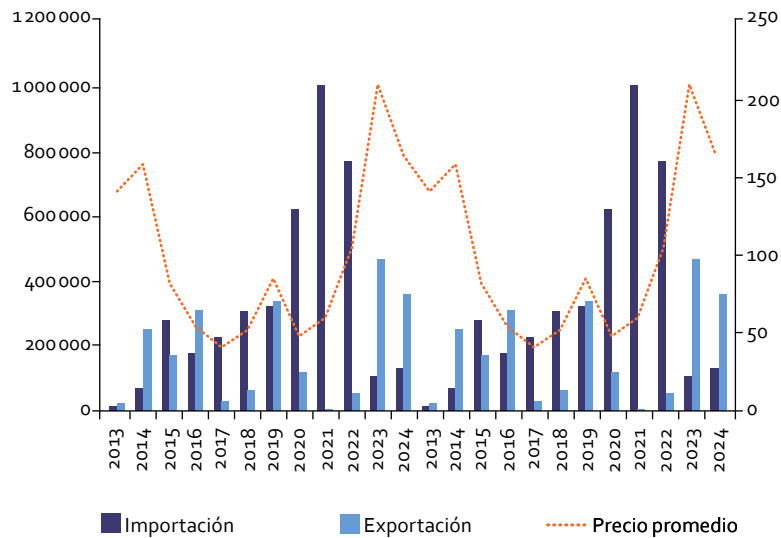
En 2015 y 2016, se observa un giro importante: en 2015 las importaciones superaron los 281 GWh, mientras que las exportaciones fueron menores (172 GWh), en un contexto de fuerte caída de precios (hasta 81 USD/MWh). En 2016, aunque las exportaciones aumentan considerablemente (313 GWh), las

importaciones también son relevantes (181 GWh), todo esto bajo un precio muy bajo de 53.8 USD/MWh, lo que sugiere una estrategia de importación económica para reducir costos operativos internos, al mismo tiempo que se aprovechan oportunidades de exportación.

Entre 2017 y 2018, Costa Rica vuelve a una posición netamente importadora: en 2018, se importaron más de 307 GWh frente a solo 65 GWh exportados, con precios aún bajos (alrededor de 52 USD/MWh), lo que refuerza la idea de optimización del despacho nacional mediante importaciones competitivas.

El año 2019 presenta un equilibrio notable entre importaciones y exportaciones (ambas superiores a 320 GWh), en un contexto de precios moderados (85 USD/MWh). Sin embargo, entre 2020 y 2022 se registra un comportamiento fuertemente importador. En particular, 2021 marca un máximo histórico de importación con más de 1.009 GWh, mientras las exportaciones caen a mínimos históricos (6 GWh), lo que puede asociarse a condiciones climáticas adversas en Costa Rica, como sequías que afectaron su generación hidroeléctrica. En esos años, los precios aumentan progresivamente hasta llegar a 105 USD/MWh en 2022.

**Gráfico 10**  
**Intercambios históricos de energía y precio promedio de Costa Rica**  
*(En MWh y dólares/MWh)*



Fuente: División Operación y Control del Sistema Eléctrico, ICE.

El año 2019 presenta un equilibrio notable entre importaciones y exportaciones (ambas superiores a 320 GWh), en un contexto de precios moderados (85 USD/MWh). Sin embargo, entre 2020 y 2022 se registra un comportamiento fuertemente importador. En particular, 2021 marca un máximo histórico de importación con más de 1 009 GWh, mientras las exportaciones caen a mínimos históricos (6 GWh), lo que puede asociarse a condiciones climáticas adversas en Costa Rica, como sequías que afectaron su generación hidroeléctrica. En esos años, los precios aumentan progresivamente hasta llegar a 105 USD/MWh en 2022.

Los años más recientes (2023-2024) muestran un cambio drástico en el patrón de intercambio. En 2023 y 2024, Costa Rica se posiciona nuevamente como un exportador neto de energía, con más de 469 GWh y 363 GWh exportados, respectivamente, frente a niveles mucho menores de importación (107 GWh y 132 GWh). Lo más notable es que esta transición ocurre en un contexto de precios muy altos, con máximos de 210 USD/MWh en 2023 y 164 USD/MWh en 2024, lo que indica una capacidad efectiva del país para capturar ingresos significativos mediante exportaciones en condiciones de escasez regional.

Durante el año 2024, Costa Rica, a través del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), logró avances significativos en su participación dentro del Mercado Eléctrico Regional (MER), consolidando este espacio como una herramienta estratégica para optimizar los costos operativos

del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En términos generales, la gestión en el MER permitió alcanzar un beneficio económico de 13,7 millones de dólares, destacando el segundo semestre del año como el periodo más activo y rentable, con exportaciones por 126,89 GWh que generaron ingresos por 4,29 millones de dólares.

El desempeño del ICE en el MER debe analizarse dentro del contexto de condiciones climáticas adversas que marcaron el 2024. La presencia de una hidrología seca extrema, sumada a un crecimiento atípico de la demanda y la indisponibilidad de parte de la generación nacional, obligó al ICE a recurrir de manera intensiva a las importaciones. A través de los mercados de oportunidad y de contratos, se importaron 363,74 GWh, lo que implicó una inversión de 74,95 millones de dólares. Este esfuerzo fue clave para evitar racionamientos y garantizar la continuidad del suministro eléctrico en el país, aunque supuso un costo operativo considerablemente elevado.

A pesar del contexto restrictivo, el ICE logró capitalizar la mejora de las condiciones hidrológicas durante el segundo semestre, en especial a partir de la influencia de frentes fríos que incrementaron la disponibilidad de agua para generación hidroeléctrica. Esto permitió activar exportaciones en los meses de julio, agosto, octubre, noviembre y, en particular, diciembre, mes en el que se superaron todas las ventas acumuladas del año. Las exportaciones se realizaron tanto en el Mercado de Oportunidad como mediante el Mercado de Contratos, aprovechando derechos de transmisión previamente adquiridos en la subasta anual A2401.

El total anual de energía exportada alcanzó los 132,44 GWh, generando ingresos netos por 4,77 millones de dólares. Este desempeño superó las metas establecidas para el período, con un sobrecumplimiento del 19,8% en términos de energía exportada y del 12,6% en ingresos obtenidos.

Por otra parte, los intercambios energéticos regionales (compras y ventas al MER) han sido un mecanismo clave para reducir los costos marginales del sistema eléctrico de Costa Rica, especialmente en momentos en que las condiciones internas o de la región favorecían estas transacciones como se presentó en el gráfico 10.

Durante los primeros años del período (2014-2019), Costa Rica registró beneficios esporádicos y moderados. En 2014, se obtuvo un ahorro de 8.89 millones de dólares, el más alto hasta ese momento. Sin embargo, en años posteriores hasta 2019, no se reportan ahorros significativos. El punto de inflexión se dio a partir del año 2020, cuando Costa Rica registró ahorros por 40.34 millones de dólares, aumentando a 46.91 millones en 2021 y a 44.36 millones en 2022. El año 2023 no registra ahorros, debido a los impactos en la disponibilidad de la energía hidroeléctrica como resultado de una mayor sequía.

La reducción de los costos marginales del sistema se traduce directamente en menores tarifas para los consumidores. Al importar energía en momentos de escasez o al vender excedentes en condiciones favorables, se evitan despachos térmicos costosos que elevarían el precio nodal. Durante años como 2021, donde los ahorros superaron los 46 millones, se evitó un despacho significativo de generación térmica interna, manteniendo bajos los precios marginales del MER.

Finalmente, en 2024 se observa nuevamente un repunte en los beneficios, con 24.66 millones de dólares en ahorros para Costa Rica. Este comportamiento destaca la importancia de continuar fortaleciendo los vínculos técnicos y comerciales con los países vecinos, así como mantener una participación activa en el MER para reducir costos operativos, aumentar la eficiencia y mejorar la resiliencia económica del sistema eléctrico nacional.

## 1. Impacto en tarifas eléctricas

En Costa Rica, la ARESEP establece una metodología de tarifas que incorpora el impacto de los intercambios energéticos en el sistema eléctrico. La tarifa final está compuesta por dos componentes, cada una obtenida con dos metodologías diferentes representadas en la siguiente figura y descritos a continuación.

- i) **Metodología de Costo Variable de Generación (CVG):** recoge el costo de los combustibles utilizados por el ICE para realizar generación térmica, así como el efecto neto de su participación en el MER (M-X). Implica que el factor CVG puede ser (+) o (-).

- ii) **Metodologías ordinarias (modelo de tasa de retorno):** para el reconocimiento de costos propios (costos, gastos, inversiones e ingresos) y que son aplicables a los sistemas de generación, transmisión y distribución, así como el servicio de alumbrado público, que prestan las 8 empresas eléctricas que integran el SEN: operadores públicos (2), municipales (2) y cooperativas de electrificación rural (4).

Además, una metodología extraordinaria de distribución que se activa de manera automática, cada vez que cambian las tarifas de generación y transmisión del ICE. Para reconocerle al resto de las empresas el costo de comprar energía al ICE (que varía entre un 90% para la CNFL y un 20% para Coopelesca). De esta forma, esta metodología considera un mecanismo para reconocer la participación en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

La aplicación de esta metodología ha sido modificada en los últimos años debido a las variaciones en el sistema eléctrico. Del 2013-2018: se aplicó la metodología Costo Variable de Combustible (CVC) con ajustes trimestrales.

Durante el primer trimestre de 2015, Costa Rica importó energía más económica por esta vía, evitando el uso de plantas de combustibles fósiles y logrando ahorros de \$14.5 millones. Esto llevó a que el regulador del mercado eléctrico propusiera una reducción del 3.6% en el componente de generación de las facturas de electricidad para todos los sectores.

A partir del 2019: se aplica la metodología CVG con ajustes trimestrales hasta el 2023 y anuales a partir de entonces. Una reforma se realizó a solicitud del ICE, con el propósito de las fluctuaciones muy marcadas en las tarifas (al alza y a la baja) de un trimestre a otro producto de la variabilidad climática. En efecto, de acuerdo con información que aportó el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de aplicarse esta metodología se registrarían aumentos en el precio del 27,64% para los consumidores finales durante el último trimestre del año.

Según los datos oficiales, en 2024 la generación térmica (diésel y búnker) representó aproximadamente el 10 % de la producción eléctrica nacional. ARESEP estimó que para satisfacer esta demanda, se deben reconocer alrededor de 193.000 millones colones al ICE, lo que eleva el factor CVG del 31,43 % al 43 % para el 2025, implicando un impacto de +11,57 puntos porcentuales en las tarifas de generación (ARESEP, 2024). Como consecuencia, se proyecta un aumento en la tarifa de generación, distribución y alumbrado público de entre el 6,2 % y 30 %, dependiendo de la distribuidora; por ejemplo, la CNFL enfrentaría un incremento del 26,4 % mientras que Jasec podría llegar al 29,95 %. No obstante, gracias a los ajustes metodológicos implementados a partir de 2023, ARESEP logró amortiguar dichos impactos y aplicar una rebaja en tarifas a partir del 1.º de enero de 2025. Según un boletín regulatorio, la revisión de la metodología priorizó mayor estabilidad y predictibilidad para los usuarios, evitando aumentos extremos en periodos puntuales (ARESEP, 2025).

## 2. Impacto en seguridad sistémica

El análisis de los múltiples eventos registrados entre 2023 y 2025 reportados por la CRIE (CRIE, 2025) evidencia el papel crucial que desempeñan los intercambios energéticos regionales en la mejora de la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico de Costa Rica. A pesar de las numerosas contingencias que afectaron el Sistema Eléctrico Regional (SER) —incluyendo pérdidas súbitas de generación, fallas en subestaciones, desconexiones de líneas de transmisión, oscilaciones de voltaje y desbalances críticos entre generación y demanda— el sistema costarricense ha logrado mantener una operación relativamente estable y segura, en gran medida gracias a su integración regional.

En diversos eventos, cuando se han producido caídas abruptas en la generación en países como Guatemala, Honduras, El Salvador o Panamá, el sistema interconectado ha permitido que Costa Rica contribuya rápidamente con su reserva rodante y mantenga los niveles de frecuencia dentro de márgenes aceptables, evitando colapsos mayores. Asimismo, durante situaciones en que Costa Rica ha enfrentado

su propio déficit de generación —como por ejemplo el evento del 8 de junio de 2023 con la pérdida de 187 MW de la planta Garabito— la capacidad de importar energía del MER ha sido esencial para estabilizar la red y evitar una desconexión masiva de carga.

Otro aspecto relevante es que la segmentación del SER en islas eléctricas (como ocurrió en eventos de febrero y marzo de 2024), ha sido manejada de manera más eficiente por Costa Rica gracias a su sólida infraestructura de transmisión y la disponibilidad de interconexiones firmes tanto con Nicaragua como con Panamá. Estas interconexiones han permitido contener el impacto de las perturbaciones y aislar adecuadamente el sistema costarricense cuando ha sido necesario, sin comprometer su estabilidad interna.

La activación del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia regional (EDACBF) en sus diversas etapas, en repetidas ocasiones ha requerido respuestas coordinadas donde la fortaleza técnica del sistema eléctrico costarricense ha sido una ventaja comparativa. Además, en múltiples eventos se destaca que las desconexiones de carga en Costa Rica han sido menores o más controladas que en otros países de la región, lo cual evidencia una mejor capacidad de respuesta ante fluctuaciones críticas de frecuencia.

### 3. Impactos en género

En el ámbito laboral, estudios realizados en (Programa Estado de la Nación, 2018) revelaron que, si las mujeres que están desocupadas o fuera de la fuerza de trabajo obtuvieran un empleo, la pobreza total se podría reducir casi a la mitad. El mismo estudio postuló que una mayor participación femenina favorecería el crecimiento económico y la productividad, debido al mejor perfil educativo que tienen las mujeres.

#### Encuesta de percepción del uso de los servicios públicos en manos de las mujeres

La Encuesta realizada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y el Banco Mundial (ARESEP, 2021) sobre las condiciones de acceso, uso y responsabilidad de las mujeres en relación con los servicios públicos en sus hogares, ofrece evidencia clave para comprender las brechas de género en el ámbito energético en Costa Rica. El estudio revela que el 95% de las mujeres encuestadas realiza labores domésticas como limpieza, cocina, lavado de ropa y planchado, y un 44% adicional realiza labores de cuidado de personas dependientes. Este alto involucramiento en tareas del hogar evidencia que las mujeres asumen una carga desproporcionada en la gestión cotidiana de servicios como electricidad, agua potable y gas, lo que refuerza su rol central en el funcionamiento básico de los hogares.

Cerca del 70% de las encuestadas manifestaron tener poco o ningún conocimiento sobre la forma en que se calcula la tarifa eléctrica, y el 66% señaló lo mismo respecto a la tarifa de agua. En términos de responsabilidad financiera, el 50% de las mujeres indicó estar a cargo del pago de los servicios públicos, mientras que solo el 20% de las parejas o cónyuges asumen esta obligación. Adicionalmente, más del 40% de las mujeres adultas encuestadas son jefas de hogar, y de ellas, el 66% no tiene una pareja con quien compartir las responsabilidades financieras. No obstante, el 88% tiene hijos o hijas a su cargo, y el 62% reporta un promedio de dos personas económicamente dependientes. Un 34% de estas jefas de hogar no generan ingresos ni por trabajo ni por pensión, lo que las sitúa en una situación de alta vulnerabilidad.

Aunque no existen estudios evaluando directamente los efectos de los intercambios energéticos sobre la equidad de género, dichos beneficios económicos tienen implicaciones indirectas en términos de equidad social, dado el perfil de los hogares más vulnerables (muchos liderados por mujeres jefas de hogar).

#### Relación con tarifas eléctricas

La menor tarifa eléctrica derivada de las importaciones de energía se traduce en menor gasto mensual en los presupuestos familiares. En Costa Rica —como en otros países y según la encuesta anteriormente descrita— las mujeres, principalmente las jefas de hogar o cuidadoras informales, destinan una mayor proporción del ingreso familiar a servicios básicos y sufren desventajas financieras

estructurales. La evidencia global muestra que la reducción del precio final de electricidad alivia de manera desproporcionada a los hogares encabezados por mujeres, reduciendo su sobrecarga económica y permitiendo redistribuir recursos hacia salud, educación o ahorro para otros usos productivos.

### **Relación con seguridad energética**

Por otra parte, los intercambios permiten mitigar situaciones indeseables como el racionamiento de energía eléctrica debido a las sequías que afectan la generación hidroeléctrica. Al tener la oportunidad de importar energía desde otros países ante estas situaciones, se logra reducir la inseguridad energética, lo cual es especialmente relevante para las mujeres ubicadas en sectores rurales, que dedican tiempo y esfuerzo a búsqueda de leña, provisión de energía para cocinar y actividades domésticas asociadas —una actividad que incrementa su “tiempo pobreza”. De esta forma, la estabilidad eléctrica redundaría en alivio en la carga de trabajo doméstico, y en mayor margen para ingresar a actividades educativas o productivas.

### **Relación con generación de empleo**

Los proyectos de infraestructura vinculados a interconexiones transfronterizas (instalación de líneas, centros de despacho, planificación de sistemas eléctricos) tienden a ser masculinizados. Un estudio regional (CECACIER, 2020) identificó que en empresas eléctricas de Costa Rica, las mujeres ocupan solo el 25,30 % de la fuerza laboral, un nivel aún menor en áreas técnicas y de ingeniería (alrededor de 8,10 %).



### III. Planes para el desarrollo de interconexiones

El EOR realiza periódicamente estudios de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional dando cumplimiento a los mandatos establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Este estudio constituye una herramienta clave para orientar la expansión coordinada del sistema eléctrico regional, y se estructura en tres tomos principales. La última versión disponible para la publicación del presente documento corresponde al Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional para el horizonte 2024-2038 y comprende tres tomos.

El Tomo I corresponde al Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el período 2024-2026. Este análisis evalúa el comportamiento esperado de los sistemas eléctricos de los países del MER en el corto plazo, identificando posibles incumplimientos de los Criterios de Seguridad del Desempeño (CCSD), analizando la capacidad de transmisión entre áreas de control adyacentes, y señalando restricciones que impiden alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Intermedio Máximo (COIIM).

El Tomo II presenta la Planificación de la Generación Regional para el horizonte 2024-2038. En este estudio se analizaron ocho escenarios de expansión: cinco escenarios base (A1 a A5), que suponen la autosuficiencia nacional de cada país basada en sus respectivos planes de expansión, y tres escenarios optimizados e integrados (B1 a B3), que incorporan enfoques regionales y tecnológicos. El escenario A5 fue seleccionado como escenario base para los estudios posteriores de transmisión.

El Tomo III detalla la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo para el período 2024-2033. Este análisis se desarrolla en dos etapas: la primera identifica las ampliaciones de transmisión nacional necesarias para alcanzar y mantener la COIIM; la segunda define las ampliaciones regionales requeridas para superar dicho umbral de capacidad operativa.

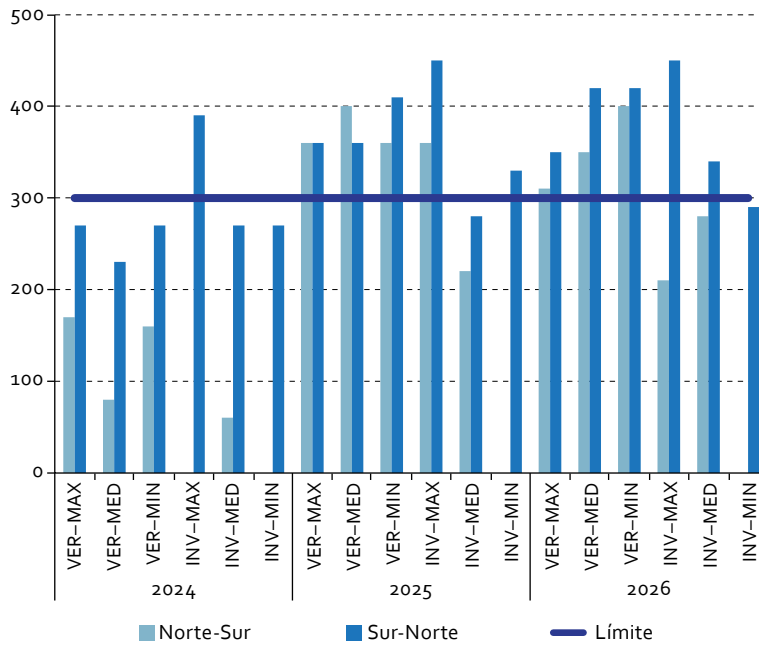
## A. Regional

A continuación, se realiza un análisis de los impactos de los distintos estudios prospectivos operativos y de planificación en el sistema eléctrico de Costa Rica.

### 1. Capacidades operativas

Las capacidades operativas de transmisión (COT) representan la capacidad de la red para transportar flujos de potencia entre áreas de control adyacentes. Estas se estiman mediante análisis de flujo de carga en estado estable, considerando contingencias simples en elementos de transmisión con voltajes iguales o superiores a 115 kV, así como en unidades de generación. El gráfico 11 presenta los resultados de este análisis para la interconexión entre Costa Rica y Panamá.

**Gráfico 11**  
**Capacidades operativas de transmisión entre Costa Rica y Panamá**  
 (En MW)



Fuente: Al Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el período 2024-2026, Ente Operador Regional (EOR).

A partir de 2025, se proyecta un aumento en la COT como resultado de la repotenciación de importantes líneas de transmisión del sistema panameño, específicamente en corredores de 230 kV. No obstante, persisten algunas restricciones técnicas que afectan la capacidad de transferencia. Entre las principales limitaciones se encuentran sobrecargas en la línea 230 kV Mata de Nance – Boquerón III ante contingencias en las líneas Dominical – Río Claro y Veladero – Dominical; saturación en los transformadores T2 y T3 de 230/115 kV en la subestación Mata de Nance, que pueden reducir la COT a 0 MW; así como restricciones en las líneas Llano Sánchez – San Bartolo y Changuinola – Chiriquí Grande, que limitan la transferencia a valores entre 200 y 300 MW. Estas condiciones reflejan la necesidad de continuar con mejoras en la infraestructura regional para asegurar flujos eficientes y seguros entre ambos países.

## 2. Expansión de la generación

El Reporte De La Planificación De La Generación Regional Correspondiente Al Horizonte 2024-2038, elaborado por el EOR, indica que Costa Rica se consolida como uno de los principales exportadores de energía eléctrica en la región, particularmente en los escenarios que consideran una mayor integración regional y expansión de la capacidad de intercambio. Los escenarios simulados en este estudio se presentan en el cuadro 1.

**Cuadro 1**  
**Escenarios de expansión para la planificación regional de la generación**

ID	Escenario	Expansión Corto Plazo Generación	Expansión Largo Plazo Generación	Interconexión Colombia-Panamá	Capacidad Operativa de Intercambio Internacional
A1	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Sin interconexión	Limitada a 300 MW
A2	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Sin interconexión	Expansión optimizada de la capacidad operativa >300 MW entre pares de países (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
A3	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Con interconexión a partir de 2026	Capacidad de 450 MW en el SER a partir de 2026 (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
A4	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Sin interconexión	Expansión optimizada de la capacidad operativa >300 MW entre pares de países (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
A5	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Con interconexión a partir de 2026	Capacidad de 450 MW en el SER a partir de 2026 (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
B1	Plantas regionales e interconexiones	Conforme a los planes de expansión nacionales	Optimización de la expansión (Proyectos nacionales + Plantas de carácter regional)	Sin interconexión	Limitada a 300 MW
B2	Plantas regionales e interconexiones	Conforme a los planes de expansión nacionales	Optimización de la expansión (Proyectos nacionales + Plantas de carácter regional)	Sin interconexión	Expansión optimizada de la capacidad operativa >300 MW entre pares de países (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
B3	Plantas regionales e interconexiones	Conforme a los planes de expansión nacionales	Optimización de la expansión (Proyectos nacionales + Plantas de carácter regional)	Con interconexión a partir de 2026	Expansión optimizada de la capacidad operativa >300 MW entre pares de países (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)

Fuente: Reporte De La Planificación De La Generación Regional Correspondiente Al Horizonte 2024-2038, Ente Operador Regional (EOR).

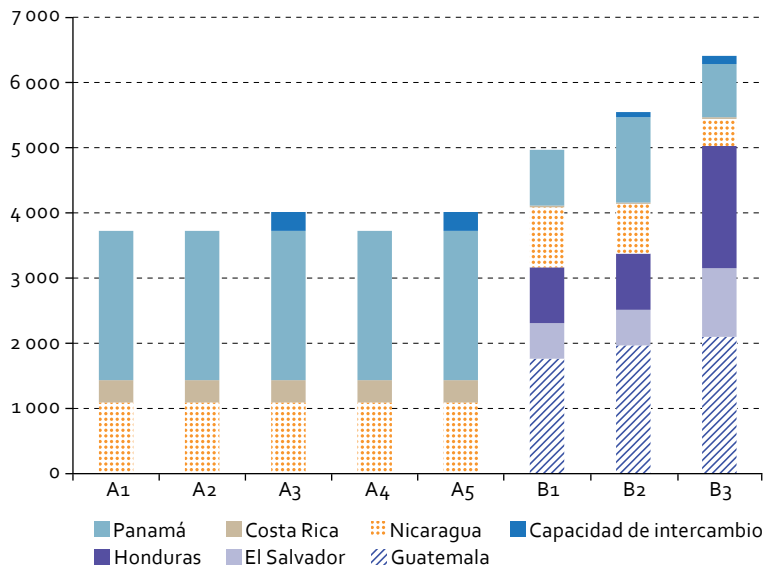
La expansión de la generación regional se estructura en dos etapas. La primera, no optimizable, considera los proyectos ya definidos para los primeros cinco años. La segunda etapa, optimizable, analiza posibles expansiones para los siguientes diez años, buscando minimizar el costo total del suministro eléctrico. Este enfoque permite una planificación coherente con los objetivos de eficiencia económica,

seguridad energética e integración regional. A partir de cada escenario evaluado, se estiman los costos totales de inversión, correspondientes a la suma de las inversiones de todos los proyectos incluidos en cada alternativa de expansión.

Junto con Panamá, Costa Rica figura consistentemente como uno de los países con mayores inyecciones al Mercado Eléctrico Regional (MER), lo que refuerza su rol estratégico como nodo de exportación en Centroamérica. El siguiente gráfico muestra las inversiones requeridas por los escenarios modelados en este plan de expansión de la generación.

En el gráfico 12 y gráfico 13 se presentan los resultados obtenidos para cada escenario. En los escenarios de autosuficiencia (A1-A5), que priorizan la expansión nacional de generación sin optimización regional, los escenarios A3 y A5 son los más relevantes para Costa Rica. Ambos incluyen inversiones adicionales para aumentar la capacidad de intercambio a 450 MW a partir de 2026, lo que permite incrementar notablemente las exportaciones.

**Gráfico 12**  
Costos de Inversión de cada escenario de expansión de generación  
(En millones de dólares)

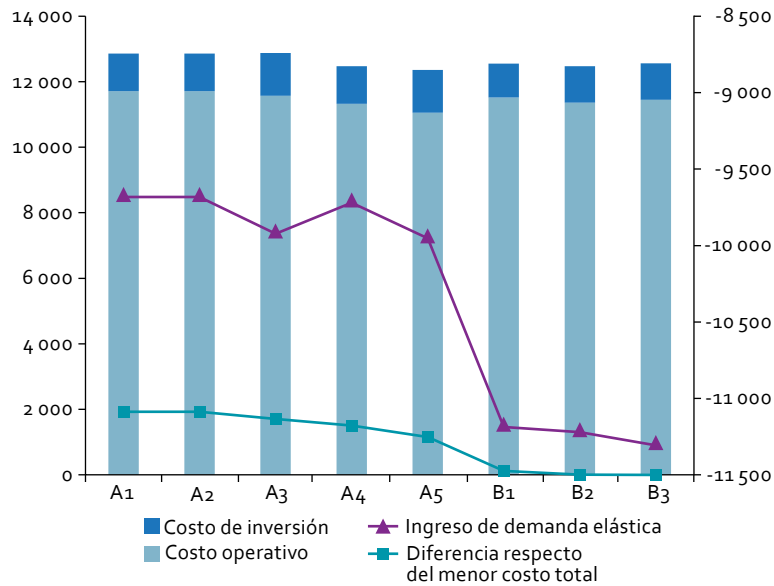


Fuente: Reporte De La Planificación De La Generación Regional Correspondiente Al Horizonte 2024-2038, Ente Operador Regional (EOR).

En particular, el escenario A5 destaca como el más eficiente en términos de costo total incremental, con un valor de 12.363 millones de dólares, y presenta el menor costo operativo entre todos los escenarios, con 11.054 millones de dólares. Este escenario asume, además, que la interconexión Colombia–Panamá (ICP) entra en operación en 2026, lo que refuerza la posibilidad de Costa Rica de acceder a nuevos mercados y expandir su papel como exportador. En contraste, el escenario A3 tiene una configuración similar, pero sin la operación de la ICP, lo que reduce ligeramente su volumen de inyecciones al MER.

Por otro lado, los escenarios optimizados regionalmente (B1-B3) presentan un modelo más balanceado de expansión de generación entre los países, pero aún así muestran a Costa Rica como un actor clave en las exportaciones. Si bien los escenarios B presentan inyecciones al MER menores que las de los escenarios A3 y A5, esto se debe a una distribución más equitativa de la generación en toda la región. En estos casos, Costa Rica también aparece como uno de los principales países con mayores importaciones, junto con Nicaragua y Honduras, lo que refleja la flexibilidad operativa del sistema costarricense, capaz de actuar tanto como exportador como como importador dependiendo del balance regional.

**Gráfico 13**  
**Costos Incrementales por escenario de expansión de generación**  
 (En millones de dólares)



Fuente: Reporte De La Planificación De La Generación Regional Correspondiente Al Horizonte 2024-2038, Ente Operador Regional (EOR).

En términos de eficiencia económica, los costos incrementales de los escenarios B oscilan entre 12.476 y 12.556 millones de dólares, situándose por debajo de los escenarios A1-A3 pero por encima de A4 y A5. Esta tendencia sugiere que una estrategia de integración regional moderada puede ofrecer beneficios en términos de costos sin comprometer significativamente la capacidad exportadora de Costa Rica.

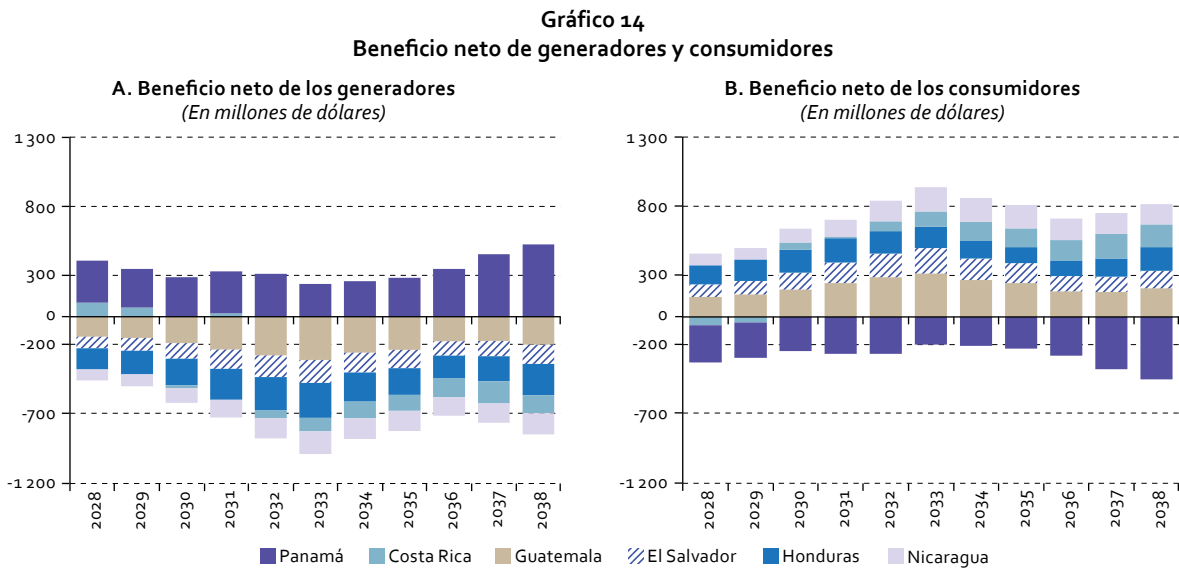
### 3. Expansión de la transmisión

El Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033, elaborado por el EOR, realiza un análisis de las expansiones de transmisión requeridas por cada escenario. Esta planificación se ha desarrollado con base en los criterios técnicos del RMER (Reglamento del Mercado Eléctrico Regional), tomando como referencia el escenario A5 de autosuficiencia. Este escenario no solo incorpora la expansión nacional de generación a corto, mediano y largo plazo, sino que además contempla la entrada en operación de la interconexión Colombia-Panamá (ICP) en 2026, hecho que tendrá implicaciones directas para el flujo de energía en toda la región.

En este contexto, se identifican 29 intervenciones en la red de transmisión nacional como necesarias para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa Inicial de Intercambio Mínimo (COIIM) de 300 MW. Estas obras, en su mayoría propuestas por las entidades nacionales de planificación —en el caso de Costa Rica, el ICE— están incorporadas en los planes de expansión respectivos. El costo total estimado de estas ampliaciones asciende a 198 millones de dólares, lo que representa una inversión sustantiva en infraestructura que busca garantizar no solo la seguridad operativa, sino también la integración efectiva al Mercado Eléctrico Regional (MER).

Adicionalmente, se identifican seis ampliaciones regionales planificadas, clasificadas así porque deben entrar en operación a más tardar en 2028. Estas permitirán superar la COIIM y alcanzar una capacidad operativa de al menos 450 MW entre los pares de países Panamá-Costa Rica, Costa Rica-Nicaragua y Nicaragua-Honduras. Estas obras, con una inversión estimada de 56,97 millones de dólares, permitirán fortalecer significativamente los intercambios energéticos y aprovechar mejor las ventajas comparativas de los países más competitivos en generación, como Costa Rica.

La evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional en el Mercado Eléctrico Regional (MER), conforme al numeral 10.3.5.6 del Reglamento del MER (RMER), tiene por objetivo determinar la conveniencia económica de las obras necesarias para superar la Capacidad Operativa de Intercambio Intermedio Máximo (COIIM). Este análisis se basa en tres indicadores fundamentales: el Valor Presente Neto (VPN) de los beneficios sociales con y sin ampliaciones, el Beneficio Social Neto (calculado como la diferencia entre el VPN de los beneficios y los costos totales de inversión y operación), y la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual debe ser superior a la tasa de descuento regional, establecida en un 12,99%. El gráfico 14 presenta un resumen de los beneficios netos de los generadores y consumidores para cada país, donde se puede apreciar que en el caso de Costa Rica los beneficios netos de los consumidores son siempre positivos a partir de 2030.



Fuente: Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033 Ente Operador Regional (EOR).

## B. Costa Rica

El Plan de Expansión de Transmisión 2021-2031 realizado y publicado por el ICE (ICE, 2021) refleja una planificación estratégica orientada a garantizar la capacidad de transporte eléctrico necesaria para atender la demanda futura con calidad y confiabilidad. El plan contempla un total de 78 obras de transmisión, de las cuales un 36% ya han entrado en operación, 13% fueron incorporadas recientemente, y otro 36% experimentaron cambios significativos en sus cronogramas —de seis meses o más—, lo que evidencia una necesidad continua de ajuste y seguimiento en su ejecución. Cabe destacar que un pequeño porcentaje de las obras (5%) fueron retiradas, mientras que otro 5% presentó adelantos menores a seis meses, lo cual sugiere una gestión flexible, pero con desafíos persistentes en la implementación.

Desde la perspectiva técnica, se identificaron proyectos prioritarios que resultan fundamentales para reforzar la capacidad y resiliencia de la red nacional. Entre ellos se destacan el incremento de capacidad en líneas de 138 y 230 kV, el anillo de Miravalles y los refuerzos en la zona Norte, la península de Nicoya y el anillo de Orosí, programados en distintos hitos entre 2021 y 2030. Estos proyectos no solo buscan mantener la estabilidad del sistema eléctrico ante el crecimiento de la demanda, sino también mejorar la calidad del servicio en zonas estratégicas del país. Se ha enfatizado que, siempre que sea factible, se procurará adelantar la entrada en operación de las obras para maximizar sus beneficios.

En términos económicos, el plan representa una inversión acumulada de 222 millones de dólares a 2031, de los cuales 220 millones de dólares serán ejecutados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y solo 2 millones de dólares por entidades externas. El valor presente neto de estas inversiones se estima en 147 millones de dólares, lo cual sugiere una planificación con criterios de eficiencia económica. A ello se suman 15 millones de dólares en costos operativos asociados al funcionamiento del sistema de transmisión durante el mismo período, con un valor presente de 9.95 millones de dólares. En conjunto, el costo total del plan, considerando tanto inversiones como operación, asciende a 237 millones de dólares.

Un aspecto destacable del plan es la reducción en los costos promedios incrementales de transmisión, tanto en energía como en potencia. El costo promedio de largo plazo para la energía fue estimado en 16,3 USD/MWh, un 21% inferior al cálculo realizado en 2019, mientras que el costo para la potencia alcanzó 147,9 USD/kW, lo que representa una reducción del 10,6% respecto al valor previo. Esta disminución se explica por el reordenamiento de inversiones a lo largo del horizonte 2021-2031 y la incorporación de refuerzos que optimizan el uso de la infraestructura en el largo plazo.

De lo anterior es importante destacada el proyecto de Transmisión Anillo de Miravalles presentado en el mapa a continuación, que permite mitigar la congestión de flujos energéticos para intercambios regionales, con un costo de 9,2 millones de dólares con una tasa interna de retorno es del 45 % y un valor actual neto de \$4,9 millones de dólares (a 2021) para un horizonte de 15 años.



## IV. Propuesta de herramienta para la evaluación costo-beneficio de los intercambios energéticos

Como se ha presentado previamente, la integración energética presenta beneficios en cuanto a reducir costos, aprovechar la complementariedad de los recursos y en el aumento de la seguridad y resiliencia de los sistemas. Es por ello que a continuación se plantea una herramienta metodológica que permita evaluar no solo los beneficios económicos de la integración, sino que también evalúe impactos energéticos, sociales y ambientales.

### A. Estado del arte

Diversos estudios internacionales han demostrado que los procesos de integración energética —como los que se desarrollan en el marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central— generan impactos que trascienden lo técnico-operativo, afectando dimensiones clave del desarrollo económico y social. A nivel global, la literatura ha comenzado a integrar estas dimensiones en los modelos de planificación energética, destacando la necesidad de evaluar no solo los beneficios económicos, sino también aquellos relacionados con empleo, equidad, resiliencia y cohesión territorial.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), sobre la huella socioeconómica de la transición energética, se ha propuesto incorporar métricas específicas en los modelos de planificación, incluyendo empleos directos e indirectos, inversión regional, formación laboral y equidad de género (IRENA, 2019). Paralelamente, investigaciones como (Jasiunas, 2021) proponen integrar capas socioeconómicas a modelos técnicos del sistema eléctrico para evaluar, por ejemplo, el impacto diferenciado de interrupciones de suministro sobre sectores económicos y poblaciones vulnerables. Más recientemente, estudios como el de (Amin, 2024) han profundizado en la necesidad de incluir criterios de equidad intergeneracional, participación comunitaria y justicia social como elementos clave de los escenarios energéticos futuros. En este estudio se menciona que de los pocos estudios que abordan el componente social, destacan variables como el Índice de Desarrollo Humano (IDH), el empleo local generado, la aceptación pública de tecnologías limpias y los impactos en inclusión productiva. Por ejemplo, se han estimado factores de empleo específicos como 0,11 empleos por GWh por año para generación en red y 0,01 empleos por GWh para almacenamiento en baterías (Elkadeem, 2024). Además, experiencias

innovadoras, como el uso de excedentes de energía renovable para la movilidad eléctrica local muestran cómo la energía puede vincularse directamente a oportunidades económicas comunitarias. Esta limitación resalta la necesidad de adoptar metodologías más integrales que aborden de forma equilibrada las dimensiones técnica, económica, ambiental y social para diseñar estrategias de transición energética más eficaces y sostenibles. Aunque factores sociales como la generación de empleo, la aceptación social, el Índice de Desarrollo Humano (IDH) y los beneficios para la salud son considerados en algunos modelos, su incorporación sigue siendo superficial. Por ello, se recomienda que futuras investigaciones desarrollen métodos que permitan cuantificar e integrar de manera adecuada estos aspectos sociales en los modelos energéticos. Para los responsables de políticas públicas, esto implica considerar una gama más amplia de factores, dando mayor énfasis al impacto social y a la participación ciudadana, con el fin de lograr transiciones energéticas más inclusivas, sostenibles y socialmente aceptadas.

**Cuadro 2**  
**Componentes y variables de medición de impactos del sector energético**

Técnicos	Económicos	Ambientales	Sociales
Innovación tecnológica	Costo nivelado de la energía (LCOE)	Emisiones de CO <sub>2</sub>	Índice de Desarrollo Humano (IDH)
Mejora de la eficiencia	Costo anual del sistema (ACS)	Otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)	Crecimiento económico
Maximización de la fracción de energías renovables	Costo neto presente (CNP)	Calentamiento global	Creación de empleo
Confiabilidad energética	Retorno sobre la inversión (ROI)	Perspectivas de ciclo de vida	Riesgo de cartera (PR)
		Justicia ambiental en políticas climáticas	Aceptación pública
		Materias primas	Dinámicas de políticas
		Biodiversidad	Comportamiento del consumidor
		Uso del suelo	Aceptación social
		Uso del agua	Oposición social
			Beneficios para la salud
			Justicia energética
			Participación pública
			Participación de actores clave

Fuente: (Elkadeem, 2024).

La dimensión ambiental de los sistemas energéticos está principalmente centrada en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero (GEI), con el objetivo de mitigar el cambio climático. Diversos estudios han analizado el impacto ambiental de la generación renovable, el uso de sistemas de almacenamiento en baterías y la integración de vehículos eléctricos (EV), como elementos claves para descarbonizar el sector energético. Un ejemplo notable es el caso de Alemania, donde entre 1990 y 2017 se logró una reducción del 27% en las emisiones de GEI, atribuible a la adopción masiva de tecnologías renovables, especialmente la energía solar. Asimismo, un estudio de caso en el oeste de China evidenció que un sistema híbrido basado en solar, eólica y biomasa permitió evitar más de 120 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> al año, al operar de forma aislada y sin recurrir a combustibles fósiles.

En América Latina, destaca el caso de Costa Rica, cuyo Plan Nacional de Descarbonización aborda explícitamente metas sociales como la mejora de la calidad del aire, la equidad en el acceso a la energía, la reducción de la pobreza y el aumento del empleo verde. Este enfoque integral también es respaldado por investigaciones en otros contextos, como Gran Bretaña, donde se ha comprobado que la aceptación comunitaria de proyectos eólicos y solares es clave para una transición energética con justicia social.

Sin embargo, la revisión de la literatura actual señala que, aunque se reconoce la importancia de los criterios sociales, su integración en los modelos energéticos sigue siendo limitada. Para lograr una planificación energética realmente inclusiva y creíble, se requiere la participación activa de la ciudadanía y de los actores sociales relevantes. Este enfoque colaborativo fortalece la legitimidad de las decisiones y facilita la implementación de políticas energéticas ampliamente aceptadas.

La incorporación efectiva de los aspectos sociales en los modelos de sistemas energéticos (ESMs) requiere un enfoque interdisciplinario desde las primeras etapas del proceso de modelación. Al respecto, se ha identificado como brecha la necesidad de abordar tres enfoques clave: 1) incluir narrativas, escenarios y parámetros sociales como insumos; 2) integrar variables sociales dentro del proceso de simulación u optimización; y 3) analizar las implicancias sociales a partir de los resultados del modelo.

Diversos estudios internacionales han demostrado que los procesos de integración energética —como los que se desarrollan en el marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central— generan impactos que trascienden lo técnico-operativo, afectando dimensiones clave del desarrollo económico y social. A nivel global, la literatura ha comenzado a integrar estas dimensiones en los modelos de planificación energética, destacando la necesidad de evaluar no solo los beneficios económicos, sino también aquellos relacionados con empleo, equidad, resiliencia y cohesión territorial.

El (IRENA, 2019) sobre la huella socioeconómica de la transición energética, se propone incorporar métricas específicas en los modelos de planificación, incluyendo empleos directos e indirectos, inversión regional, formación laboral y equidad de género. Paralelamente, investigaciones como (Jasiunas, 2021) proponen integrar capas socioeconómicas a modelos técnicos del sistema eléctrico para evaluar, por ejemplo, el impacto diferenciado de interrupciones de suministro sobre sectores económicos y poblaciones vulnerables. Más recientemente, estudios como el de (Amin, 2024) han profundizado en la necesidad de incluir criterios de equidad intergeneracional, participación comunitaria y justicia social como elementos clave de los escenarios energéticos futuros. En este trabajo se menciona que de los pocos estudios que abordan el componente social, destacan variables como el Índice de Desarrollo Humano (IDH), el empleo local generado, la aceptación pública de tecnologías limpias y los impactos en inclusión productiva. Por ejemplo, se han estimado factores de empleo específicos como 0,11 empleos por GWh por año para generación en red y 0,01 empleos por GWh para almacenamiento en baterías (Elkadeem, 2024). Además, experiencias innovadoras, como el uso de excedentes de energía renovable para la movilidad eléctrica local muestran cómo la energía puede vincularse directamente a oportunidades económicas comunitarias. Esta limitación resalta la necesidad de adoptar metodologías más integrales que aborden de forma equilibrada las dimensiones técnica, económica, ambiental y social para diseñar estrategias de transición energética más eficaces y sostenibles. Aunque factores sociales como la generación de empleo, la aceptación social, el Índice de Desarrollo Humano (IDH) y los beneficios para la salud son considerados en algunos modelos, su incorporación sigue siendo superficial. Por ello, se recomienda que futuras investigaciones desarrollen métodos que permitan cuantificar e integrar de manera adecuada estos aspectos sociales en los modelos energéticos. Para los responsables de políticas públicas, esto implica considerar una gama más amplia de factores, dando mayor énfasis al impacto social y a la participación ciudadana, con el fin de lograr transiciones energéticas más inclusivas, sostenibles y socialmente aceptadas.

La evaluación económica de los sistemas energéticos resulta fundamental para la toma de decisiones sobre planificación e inversión en infraestructura energética. Diversos indicadores han sido utilizados por la literatura especializada para analizar la viabilidad y eficiencia de estos sistemas, entre ellos destacan el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), el Costo Anual del Sistema (ACS), el Costo Neto Presente (NPC) y el Retorno sobre la Inversión (ROI). El LCOE representa el costo promedio por cada kilovatio-hora (kWh) de electricidad generada durante toda la vida útil del sistema, y permite comparar la competitividad entre diferentes tecnologías energéticas, tanto renovables como convencionales. El ACS, por su parte, se estima a partir del producto entre el NPC y el factor de recuperación de capital, y expresa cuánto cuesta mantener el sistema operativo anualmente. A su vez, el NPC refleja el gasto total del sistema a lo largo de su vida útil, considerando todos los flujos financieros del proyecto, y el ROI evalúa la rentabilidad de la inversión respecto a un sistema de referencia.

**Cuadro 3**  
**Matriz actualizada de componentes y variables de medición de impactos del sector energético**

Técnicos	Económicos	Ambientales	Sociales
Innovación tecnológica	Costo nivelado de la energía (LCOE)	Emisiones de CO <sub>2</sub>	Índice de Desarrollo Humano (IDH)
Mejora de la eficiencia	Costo anual del sistema (ACS)	Otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)	Calidad de vida
Maximización de la fracción de energías renovables	Costo neto presente (CNP)	Calentamiento global	Creación de empleo
Confiabilidad energética	Retorno sobre la inversión (ROI)	Perspectivas de ciclo de vida	
		Justicia ambiental en políticas climáticas	Aceptación pública
	Crecimiento económico	Materias primas	Dinámicas de políticas
		Biodiversidad	Comportamiento del consumidor
	Encadenamientos productivos	Uso del suelo	Aceptación social
	Riesgo de cartera (PR)	Uso del agua	Oposición social
			Beneficios para la salud
			Justicia energética
			Participación pública
			Participación de actores clave
			Participación femenina

Fuente: Adaptado de (Elkadeem, 2024).

Un estudio reciente aplicó estos indicadores para comparar distintos esquemas de generación para el transporte marítimo, incluyendo sistemas basados en combustibles fósiles, híbridos fósiles-renovables, sistemas nucleares y esquemas híbridos renovables-nucleares. Los resultados mostraron que los sistemas híbridos renovables-nucleares ofrecen el mejor desempeño económico, con un NPC y LCOE significativamente menores (USD 532 millones y USD 164/MWh, respectivamente), en comparación con los sistemas basados exclusivamente en fósiles, que presentan los costos más elevados (NPC de USD 877 millones y LCOE de USD 278/MWh). Estos resultados refuerzan la evidencia de que las tecnologías limpias son cada vez más competitivas frente a las convencionales.

Además, informes recientes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) destacan una continua reducción en los costos de generación eléctrica renovable. Solo en 2021, el LCOE de la energía solar fotovoltaica a gran escala cayó un 13%, mientras que las tecnologías eólicas terrestre y marina descendieron un 15% y 13%, respectivamente. Esta tendencia ha facilitado la expansión de renovables en varias regiones, incluida la Unión Europea, donde 21 países aumentaron su proporción de energía renovable entre 2022 y 2023.

En este contexto, el fortalecimiento de la integración energética regional, como la que ofrece la infraestructura del SIEPAC en Centroamérica, no solo permite aprovechar estas oportunidades de costos decrecientes, sino que también optimiza los flujos energéticos, mejora la eficiencia de las inversiones y reduce el costo total de operación del sistema. La incorporación sistemática de estos indicadores en los procesos de planificación energética será esencial para evaluar la rentabilidad de proyectos de interconexión y garantizar una transición energética económica, confiable y sostenible.

La dimensión ambiental de los sistemas energéticos está principalmente centrada en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero (GEI), con el objetivo de mitigar el cambio climático. Diversos estudios han analizado el impacto ambiental de la generación renovable, el uso de sistemas de almacenamiento en baterías y la integración de vehículos eléctricos (EV), como elementos claves para descarbonizar el sector energético. Un ejemplo notable es el caso de Alemania, donde

entre 1990 y 2017 se logró una reducción del 27% en las emisiones de GEI, atribuible a la adopción masiva de tecnologías renovables, especialmente la energía solar. Asimismo, un estudio de caso en el oeste de China evidenció que un sistema híbrido basado en solar, eólica y biomasa permitió evitar más de 120 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> al año, al operar de forma aislada y sin recurrir a combustibles fósiles.

Además, el acceso y uso de materias primas críticas (CRMs), como el litio y el cobalto, representa una nueva fuente de presión ambiental, especialmente por el auge de tecnologías como paneles solares, baterías y turbinas eólicas. A esto se suma la creciente preocupación por el uso del suelo, la afectación de recursos hídricos y la biodiversidad, particularmente en proyectos hidroeléctricos, que pueden alterar hábitats y ecosistemas enteros.

En definitiva, si bien los sistemas energéticos descarbonizados son clave para reducir emisiones, no están exentos de impactos ambientales. Por ello, se hace necesario incorporar una visión integral que también considere los riesgos sobre la biodiversidad, el territorio y los recursos naturales, además de garantizar una transición energética justa y sostenible para todos los sectores de la sociedad.

Por otra parte, la creciente preocupación por una transición energética justa ha impulsado el interés en integrar aspectos sociales en la modelación de sistemas energéticos. Entre estos se encuentran los patrones de comportamiento en el consumo energético, las características culturales que influyen en la adopción de tecnologías renovables y, especialmente, variables como el Índice de Desarrollo Humano (IDH), la creación de empleo y la aceptación social.

A pesar de la diversidad metodológica, la creación de empleo es el indicador social más comúnmente integrado en los modelos energéticos. Por ejemplo, en (Khan, 2021) diseñaron un sistema híbrido para electrificación rural en la India que no solo optimiza costos y fiabilidad técnica, sino que también mejora el IDH local mediante generación de empleos.

En América Latina, destaca el caso de Costa Rica, cuyo Plan Nacional de Descarbonización aborda explícitamente metas sociales como la mejora de la calidad del aire, la equidad en el acceso a la energía, la reducción de la pobreza y el aumento del empleo verde. Este enfoque integral también es respaldado por investigaciones en otros contextos, como Gran Bretaña, donde se ha comprobado que la aceptación comunitaria de proyectos eólicos y solares es clave para una transición energética con justicia social.

Sin embargo, la revisión de la literatura actual señala que, aunque se reconoce la importancia de los criterios sociales, su integración en los modelos energéticos sigue siendo limitada. Para lograr una planificación energética realmente inclusiva y realista, se requiere la participación activa de la ciudadanía y de los actores sociales relevantes. Este enfoque colaborativo fortalece la legitimidad de las decisiones y facilita la implementación de políticas energéticas ampliamente aceptadas.

La incorporación efectiva de los aspectos sociales en los modelos de sistemas energéticos (ESMs) requiere un enfoque interdisciplinario desde las primeras etapas del proceso de modelación. Diversos estudios proponen estrategias concretas para lograr este objetivo. Por ejemplo, en (Krumm, 2022) identifican tres enfoques clave: 1) incluir narrativas, escenarios y parámetros sociales como insumos; 2) integrar variables sociales dentro del proceso de simulación u optimización; y 3) analizar las implicancias sociales a partir de los resultados del modelo.

En (Trutnevyte, 2019) complementan esta visión con tres estrategias: la de puente, la iterativa y la de fusión. Esta última permite una representación integral del sistema energético al considerar simultáneamente factores tecnológicos, económicos, ambientales y sociales. En (McGookin, 2021) destacan el valor de los enfoques participativos, donde distintos actores sociales, incluyendo ciudadanos, autoridades locales y expertos, aportan información en distintas etapas de la planificación energética. Este enfoque favorece una visión sociopolítica más realista y contextualizada, aunque enfrenta desafíos al traducir narrativas cualitativas en variables cuantitativas del modelo. Otros trabajos como en (Fodstad, 2022) sugieren incorporar el comportamiento de los consumidores y desarrollar mejores teorías sociales para

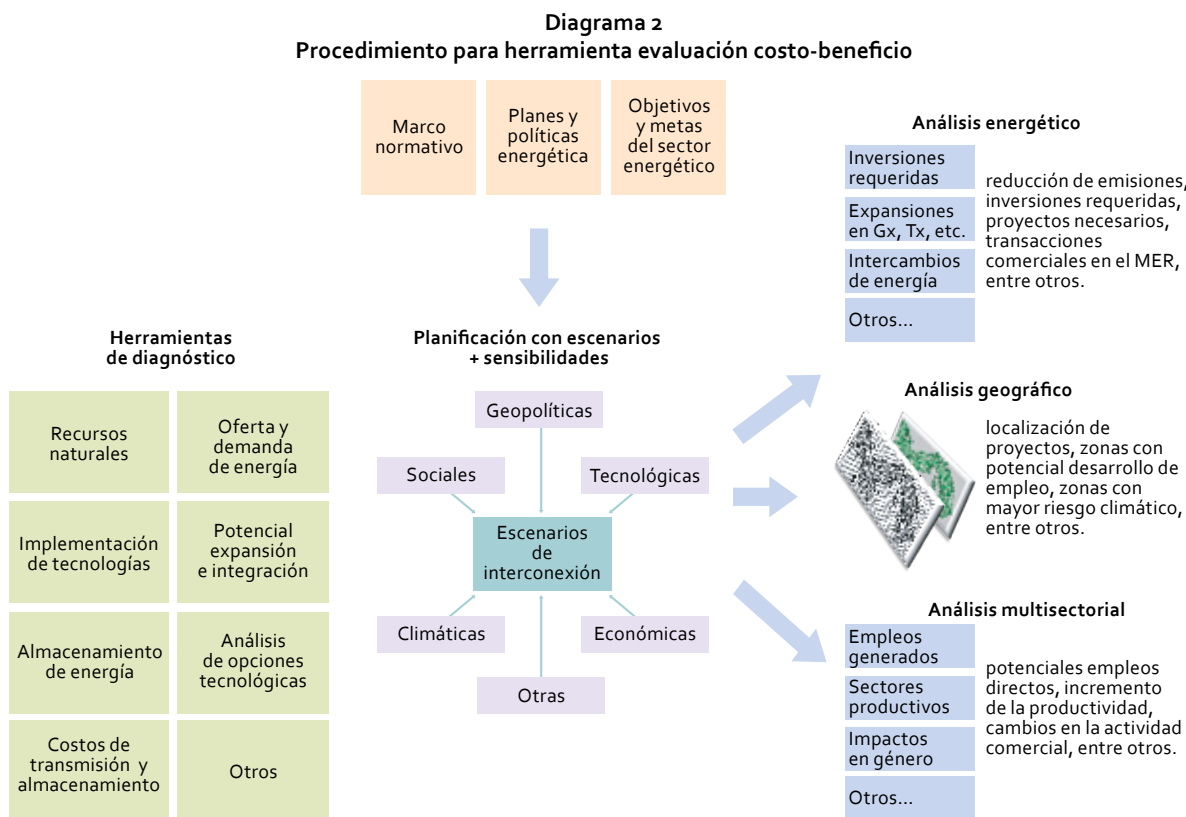
modelar este fenómeno, en (Dioha, 2023) recomiendan tratar los factores sociopolíticos como equivalentes a los técnico-económicos, crear nuevos indicadores sociales, y conectar diferentes tipos de modelos, y en (Liegl, 2023) destacan la importancia de incorporar variables como la “disposición a pagar” y el uso de evidencia reciente en ciencias sociales para mejorar la calidad de los ESMs.

Muchas iniciativas actuales solo logran una integración superficial de lo social, limitándose a colaboraciones multidisciplinarias o encuestas de opinión que no inciden directamente en los resultados del modelo. Esta desconexión subraya la urgencia de adoptar metodologías más integradas, donde las dimensiones sociales tengan un peso real en la toma de decisiones energéticas, crucial para una transición sostenible y socialmente aceptada.

## B. Metodología propuesta

En este apartado se propone una herramienta para evaluar el impacto del fortalecimiento de la integración energética considerando otras dimensiones además de las presentadas anteriormente. Esto quiere decir, evidenciar su valor transversal en el desarrollo económico, social y ambiental, además de los impactos técnicos y económicos en el sector energético.

La herramienta propuesta consiste en evaluar el impacto de un plan de expansión mediante indicadores multidimensionales cuyos resultados pueden retroalimentar el proceso de planificación. El diagrama 2 a continuación presenta un resumen de este proceso.



Fuente: Elaboración propia.

En la primera etapa, y al igual que la mayor parte de los programas computacionales para la planificación energética, se requieren bases de datos del sistema energético como las ofertas y consumos sectoriales, factores socioeconómicos y tecnológicos, entre otros. En particular en cuanto al sistema eléctrico, se suelen requerir bases de datos del sistema que describan la red eléctrica, ubicación de generadores, demandas, restricciones operativas, proyectos planificados de expansión, etc.

Además de lo anterior, se definen escenarios de las distintas variables que determinan la trayectoria de otros parámetros del sistema, como, por ejemplo, el crecimiento del consumo energético en función del PIB, la disponibilidad de los recursos energéticos de ciertas tecnologías posiblemente influenciadas por el cambio climático, o la expansión de las interconexiones regionales.

En la segunda etapa, se determina el plan óptimo de expansión del sistema, en este caso, eléctrico, mediante la resolución de un problema de optimización que localiza los recursos de manera óptima según las restricciones técnicas-operativas del sistema. La determinación de esta solución depende del grado de profundidad que se desee evaluar y puede incluir simulaciones estáticas y/o dinámicas para evaluar el desempeño de la solución y verificar el cumplimiento de los requerimientos de seguridad del sistema ante contingencias.

Finalmente, en la tercera etapa, se evalúan los impactos de los distintos planes de expansión. En base a la revisión bibliográfica, se propone una metodología específica para evaluar los impactos socioeconómicos de la integración energética en América Latina y, en particular, en la región centroamericana. Esta metodología se organiza en tres niveles complementarios:

- i) **Cuantificación de impactos económicos y laborales:** mediante el uso de modelos insumo-producto multirregionales (MRIO) o matrices de contabilidad social (SAM), es posible estimar los empleos generados por los proyectos de interconexión eléctrica, tanto en su fase de construcción como en operación. Estos modelos permiten desagregar los impactos por sector económico, por género y por territorio, brindando una visión integral de los beneficios.
- ii) **Evaluación de impactos sociales y de resiliencia:** se plantea complementar el análisis económico con modelos geoespaciales (GEO) de vulnerabilidad energética, que integren variables como densidad poblacional, acceso a servicios críticos (hospitales, agua potable, escuelas), y condiciones de pobreza o aislamiento territorial. Este enfoque permite evidenciar cómo la integración eléctrica mejora la resiliencia de comunidades ante eventos extremos, reduce los riesgos de interrupciones críticas y favorece la equidad territorial en el acceso a energía confiable. Además, se recomienda incorporar métricas como la aceptación pública y participación comunitaria, elementos clave para el éxito de la implementación de nuevas tecnologías y proyectos transfronterizos.
- iii) **Evaluación de impactos energéticos:** este análisis determina los impactos dentro del sector eléctrico (ELEC) como, por ejemplo, beneficios derivados del ahorro de costos de inversión y operación, reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), transacciones de intercambios energéticos-comerciales, variaciones de excedentes y beneficios por actores del MER.

La evaluación de las distintas métricas puede retroalimentar las entradas mediante la redefinición de objetivos sectoriales, evaluación de nuevos escenarios o proyección de variables.

### C. Resultados de aplicación de metodología

La CEPAL ha realizado un estudio de prospectiva eléctrica para América Central y México a 2050 utilizando un modelo de prospectiva eléctrica que se basa en una metodología de optimización que permite identificar trayectorias eficientes de expansión del sistema eléctrico. El objetivo principal del modelo es satisfacer la demanda futura de electricidad mediante la combinación óptima de tecnologías de generación, mecanismos de almacenamiento, infraestructura de transmisión y uso de interconexiones transfronterizas, todo ello bajo un enfoque de minimización de costos.

En particular, el modelo optimiza la expansión de la capacidad instalada, la adopción de fuentes renovables y la utilización de interconexiones regionales, considerando cinco escenarios que reflejan distintos niveles de ambición tecnológica y cooperación regional. La herramienta busca la mejor combinación de nuevas construcciones—y eventuales retiros— de plantas de generación y líneas de transmisión eléctrica, de forma que se minimice el valor presente neto de los costos totales del sistema eléctrico en el largo plazo. Estos costos totales incluyen tres componentes principales: costos de inversión en generación, costos de inversión en transmisión, y costos de operación del sistema.

La optimización se realiza buscando el punto de equilibrio entre estos tres componentes. A medida que se incrementan las inversiones en generación y transmisión, los costos de operación tienden a reducirse. Sin embargo, existe un punto óptimo donde la suma total de costos (inversión + operación) alcanza su mínimo, lo que define la configuración más eficiente del sistema desde una perspectiva económico-financiera.

Adicionalmente, el modelo genera resultados detallados de operación horaria de los sistemas eléctricos, lo cual permite evaluar no solo la expansión de infraestructura, sino también la viabilidad técnica y operativa de los escenarios modelados. Esta capacidad de simulación horaria es fundamental para integrar adecuadamente tecnologías variables como la solar y la eólica, considerando sus perfiles de generación y los requerimientos de respaldo, flexibilidad y almacenamiento.

Los escenarios utilizados son descritos a continuación:

- **Escenario constante (CONST):** Asume que la participación de cada fuente de generación eléctrica se mantiene igual durante todo el periodo de análisis hasta 2050, sin cambios en la composición de la matriz energética.
- **Escenario base (BASE):** Refleja la evolución esperada del sistema eléctrico según las políticas vigentes y los planes nacionales de expansión energética. Considera las interconexiones eléctricas actualmente operativas, así como las que están contempladas en los planes de cada país.
- **Escenario base con integración eléctrica (BASE+I):** Parte del mismo supuesto que el escenario BASE, pero incluye un mayor nivel de interconexión eléctrica entre los países, incorporando posibles nuevos proyectos de interconexión regional.
- **Escenario con más renovables (RE):** Mantiene el mismo nivel de interconexión del escenario base, pero establece metas más ambiciosas en cuanto a generación renovable: 87 % al 2030 y emisiones netas cercanas a cero al 2050 para América del Sur y Centroamérica. Para México, se considera una meta alineada con su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) al 2050.
- **Escenario renovable con integración (RE+I):** Conserva las metas de energías renovables del escenario RE, pero incorpora un mayor grado de integración eléctrica regional, aprovechando el potencial de nuevas interconexiones entre países.

En el siguiente Cuadro 4 se resumen las características principales de cada escenario.

**Cuadro 4**  
Supuestos principales de los escenarios modelados para la prospectiva eléctrica a 2050

Escenario	Mantiene la participación actual de generación de cada tecnología	Proyectos y parámetros basados en planes de expansión de cada país	Permite Expansión de Interconexiones Internacionales	Tiene como objetivo mayor generación renovable
CONST	Sí	No	No	No
BASE	No	Sí	No	No
BASE + I	No	Sí	Sí	No
RE	No	Sí	No	Sí
RE + I	No	Sí	Sí	Sí

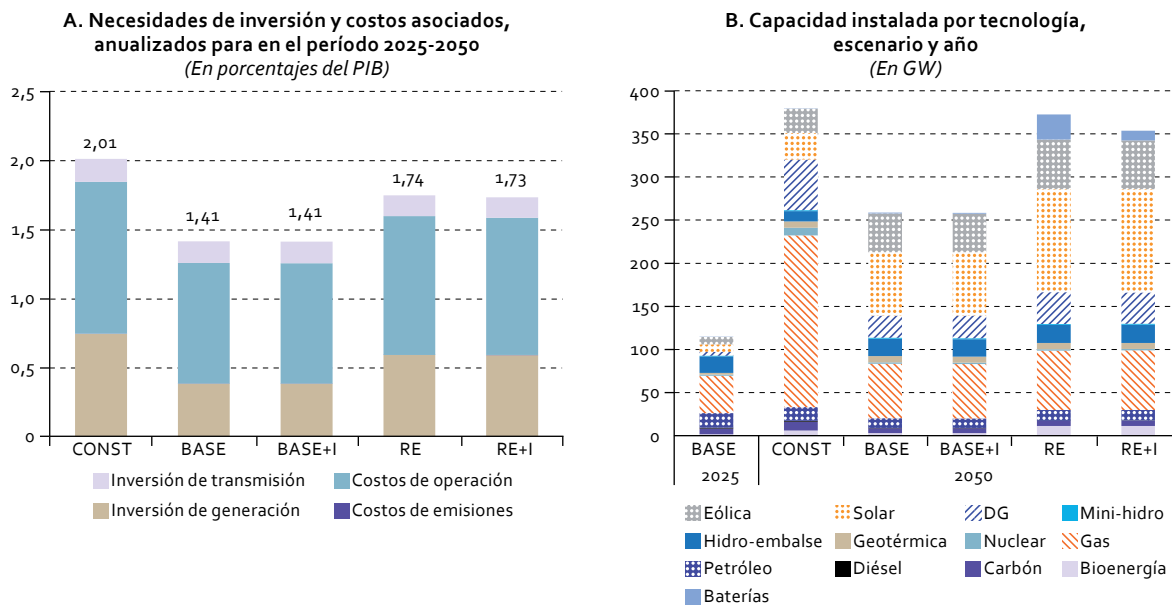
Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 15 presenta los resultados de necesidades de inversión anualizados en porcentajes del PIB y la capacidad instalada por tecnología. El escenario que mantiene la matriz energética actual sin cambios estructurales (CONST) se presenta como el más costoso para la región, requiriendo inversiones equivalentes al 2,01% del PIB anualizado entre 2025 y 2050. En contraste, los escenarios que incorporan renovables y/o integración regional (BASE, BASE+I, RE, RE+I) resultan más eficientes, con un requerimiento de entre 1,41% y 1,74% del PIB. Los escenarios renovables (RE y RE+I) permiten una reducción sustantiva de las emisiones de CO<sub>2</sub>: al 2050, las emisiones por unidad de electricidad serían apenas un tercio (35%) de los niveles actuales, con una disminución total proyectada de entre 5 y 6%. En cambio, el escenario CONST llevaría a un aumento del 11% en las emisiones para el mismo año.

La región ya cuenta con una red de interconexión relativamente robusta (como el sistema SIEPAC), cuya capacidad no ha sido plenamente utilizada. Los modelos muestran que una mayor integración permite reducir la necesidad de expansión en infraestructura de generación: por ejemplo, en el escenario RE+I se evita instalar 26 GW adicionales de capacidad renovable, y hasta 120 GW en el caso de BASE+I. Esto confirma que aprovechar mejor las interconexiones existentes puede generar importantes beneficios económicos y operativos.

Todos los escenarios, incluso los más conservadores, proyectan una fuerte expansión de las tecnologías renovables, especialmente solar y eólica, que dominarán la matriz eléctrica hacia 2050. Esta transformación requerirá una participación creciente de sistemas de almacenamiento en base a baterías, esenciales para gestionar la intermitencia y asegurar la estabilidad de la red. En los escenarios climáticos más exigentes (RE y RE+I), alcanzar las metas de cero emisiones netas implicaría la instalación de aproximadamente 130 GW adicionales de capacidad renovable, aunque la integración regional permitiría reducir este requerimiento significativamente.

**Gráfico 15**  
Resultados regionales de prospectiva eléctrica a 2050 para América Central y México

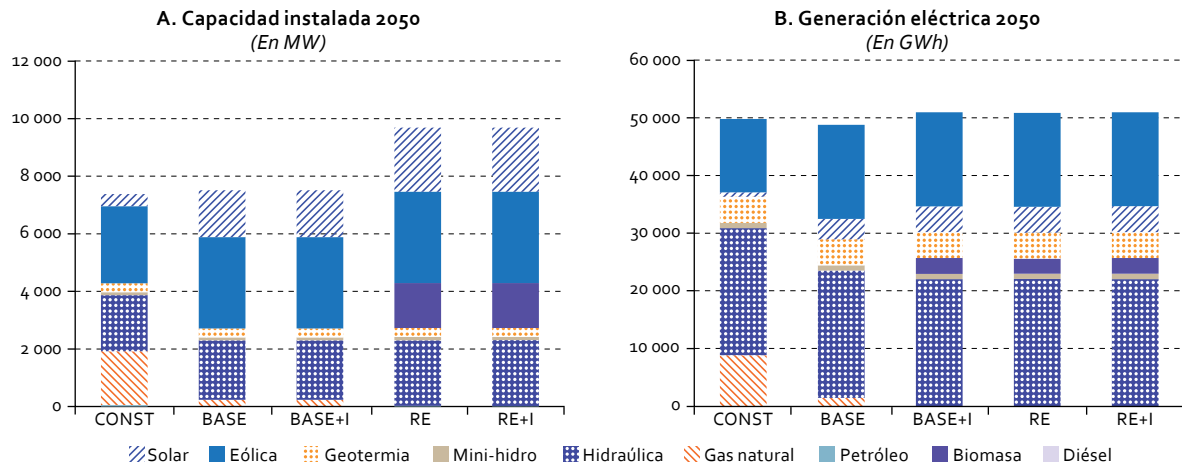


Fuente: Estudio de prospectiva eléctrica CEPAL.

Por su parte, los resultados de la prospectiva eléctrica para Costa Rica presentados en el gráfico 16 muestra una transformación estructural del sistema energético hacia escenarios más sostenibles y resilientes. En términos de capacidad instalada, los escenarios renovables con mayor integración (RE+I) reflejan un aumento de casi 2.300 MW respecto al escenario constante (CONST), pasando de 18.500 MW

a más de 20.800 MW. Este incremento responde a la duplicación de la capacidad solar (de 8.150 MW a 22.300 MW) y al fortalecimiento de otras tecnologías limpias como la biomasa, mientras que las fuentes fósiles prácticamente desaparecen.

**Gráfico 16**  
Resultados de prospectiva eléctrica para Costa Rica



Fuente: Estudio de prospectiva eléctrica CEPAL.

Desde la perspectiva de generación eléctrica, se observa una sustitución progresiva de tecnologías fósiles. En el escenario CONST, la generación a partir de gas natural supera los 24.800 GWh, mientras que en el RE+I cae a poco más de 10.600 GWh. Paralelamente, la energía solar aumenta más de 20 veces (de 430 GWh a 9.100 GWh), y la eólica se triplica (de 1.935 GWh a 6.600 GWh), confirmando un cambio sustantivo en la estructura de generación.

El papel de las interconexiones es clave. Los escenarios BASE+I y RE+I, que incorporan mayor integración regional, permiten una mejor optimización del despacho, absorben la variabilidad inherente de las energías renovables variables y reducen la generación fósil residual. Estos beneficios, si bien cuantitativamente moderados en términos de generación agregada, son estratégicos para mitigar riesgos operativos, incrementar la seguridad energética y facilitar una transición más limpia y eficiente.

A partir de los resultados de la prospectiva eléctrica, se evaluó el impacto potencial en la creación de empleos, utilizando una metodología basada en factores de empleo por tecnología. Esta metodología permite cuantificar los empleos generados a lo largo del ciclo de vida de las tecnologías energéticas, en función de las inversiones realizadas en generación, almacenamiento y transmisión eléctrica. El enfoque se basa en los siguientes principios:

- Estima empleos directos en distintas etapas del ciclo de vida de los proyectos energéticos (construcción, operación y mantenimiento, manufactura y desmantelamiento).
- Utiliza factores de empleo expresados como número de empleos por unidad de capacidad instalada (MW) o por unidad de energía generada (MWh).
- Los factores se ajustan a las condiciones específicas de la región en estudio —en este caso, el Mercado Regional Eléctrico (MRE)— considerando aspectos como capacidades productivas locales, niveles de productividad, evolución tecnológica y contextos regulatorios.
- Permite reflejar dinámicamente los cambios en eficiencia tecnológica y los efectos del aprendizaje acumulado en cada tecnología.

Este enfoque metodológico ha sido utilizado en diversos estudios internacionales. Por ejemplo, (Ram, 2020) aplican esta metodología para modelar la transición energética y su impacto socioeconómico, utilizando como base el trabajo de (Rutovitz, 2015). La principal ventaja de esta metodología radica en

su simplicidad, flexibilidad y adaptabilidad a distintos contextos nacionales y escenarios tecnológicos, lo que la convierte en una herramienta útil para apoyar la formulación de políticas públicas con enfoque en empleo verde y transición justa.

A continuación, se presenta un resumen de la modelación para el caso de estudio. Las abreviaturas y acrónimos utilizados para el modelo son:

EML	: Manufactura local
EME	: Manufactura debido a exportación
ECI	: Construcción e instalación
EOM	: Operación y mantenimiento
ESC	: Suministro de combustible
EDES	: Desmantelamiento
ETX	: Transmisión
FEM	: Factor de empleo de manufactura
FECI	: Factor de empleo de construcción e instalación
FEOM	: Factor de empleo de operación y mantenimiento
FESC	: Factor de empleo de suministro de combustible
FEDES	: Factor de empleo de desmantelamiento
FETX	: Factor de empleo de transmisión
FDcapex	: Factor de declinación basado en capex
FDopex	: Factor de declinación basado en opex
MRE	: Multiplicador regional de empleo
FML	: Factor de manufactura local
CapInstal_y	: Capacidad instalada en el año y
ExpCap_y	: Capacidad exportada en el año y
CapAcum_y	: Capacidad instalada acumulada al año y
GenEP_y	: Generación de energía primaria en el año y
CapDes_y	: Capacidad desmantelada en el año y
InvTx_y	: Inversiones de transmisión realizadas en el año y

Los Factores de Empleo (FEs) son coeficientes que permiten estimar la cantidad de empleos directos generados por unidad de actividad en el sistema energético. Se expresan comúnmente como empleos por megavatio (MW) de capacidad instalada, por petajulio (PJ) de energía primaria consumida, o por millones de dólares invertidos en infraestructura. Este enfoque es particularmente útil para calcular empleos en etapas como manufactura, construcción, operación, mantenimiento y transmisión eléctrica.

Los Factores de Declinación (FDs) son coeficientes que ajustan los factores de empleo (FEs) para reflejar la evolución tecnológica y la mejora de productividad con el tiempo. A medida que las tecnologías energéticas maduran y se industrializan, es común que disminuya la cantidad de empleo necesario por unidad de producción debido a procesos más eficientes. Estos factores se correlacionan con la reducción de los costos de capital (CAPEX) en etapas de manufactura y construcción, y con la disminución de los costos operacionales (OPEX) en la etapa de operación y mantenimiento (O&M).

El Multiplicador Regional de Empleo (MRE) se utiliza para adaptar los FEs a las condiciones socioeconómicas de cada región del mundo, ajustando por la productividad laboral local. Se basa en indicadores como el PIB per cápita o el valor agregado por trabajador, lo que refleja diferencias en el uso de mano de obra según el nivel de desarrollo económico. Por ejemplo, en regiones con menor productividad (como África Subsahariana), se emplea más mano de obra por unidad de producción.

El Factor de Manufactura Local (FML) representa el porcentaje de bienes de capital (como paneles solares, turbinas, baterías, etc.) que son fabricados localmente en una región, en comparación con los que se importan. La manufactura local tiene un impacto directo en la generación de empleos domésticos, por lo que este parámetro es fundamental para estimaciones realistas.

Los tipos de empleos considerados son:

- **Manufactura:** Estos empleos se generan durante la fabricación de equipos y componentes necesarios para proyectos de generación de energía. Debido a que esta actividad se realiza principalmente antes de la puesta en marcha del proyecto, los empleos se consideran temporales y se expresan como trabajos/año. Además, pueden ocurrir dentro o fuera del país donde se instalará la capacidad, lo que requiere ajustar con un factor de manufactura local, por lo que se puede dividir en trabajos de manufactura local (ML) o manufactura de exportación (ME). Los empleos generados debido a la manufactura local (EML) se estiman de la siguiente forma:

$$ML = CapInstal_y \times FEM \times FD_{capex} \times FML \times MRE \quad (1)$$

- **Construcción e instalación (CI):** Incluyen todos los empleos necesarios para construir e instalar la capacidad de generación eléctrica. También se expresan en trabajos/año y están concentrados en la fase inicial del proyecto, antes de la operación comercial. Se asume que esta etapa es realizada por una fuerza laboral local.

$$ECI = CapInstal_y \times FECI \times FD_{capex} \times MRE \quad (2)$$

- **Operación y mantenimiento (OM):** Son empleos permanentes asociados al funcionamiento continuo de las plantas de generación durante su vida útil. Dado que estas instalaciones operan por décadas, estos empleos son sostenidos en el tiempo. Se ajustan con un factor de aprendizaje, reflejando mejoras tecnológicas y aumentos en productividad que reducen gradualmente la necesidad de personal.

$$EOM = CapAcum_y \times FEOM \times FD_{opex} \times MRE \quad (3)$$

- **Suministro de combustible (SC):** Aplica exclusivamente a tecnologías que requieren insumos energéticos como biomasa, combustibles fósiles o nuclear. Estos empleos se estiman por unidad de energía primaria y consideran la eficiencia de conversión específica del tipo de planta.

$$ESC = GenEP_y \times FESC \times MRE \quad (4)$$

- **Desmantelamiento (DES):** Son los empleos generados al final de la vida útil de una planta, e incluyen actividades de reciclaje, repotenciación o desmantelamiento completo. Su magnitud es comparable a los empleos de construcción e instalación, también se expresan en trabajos por año.

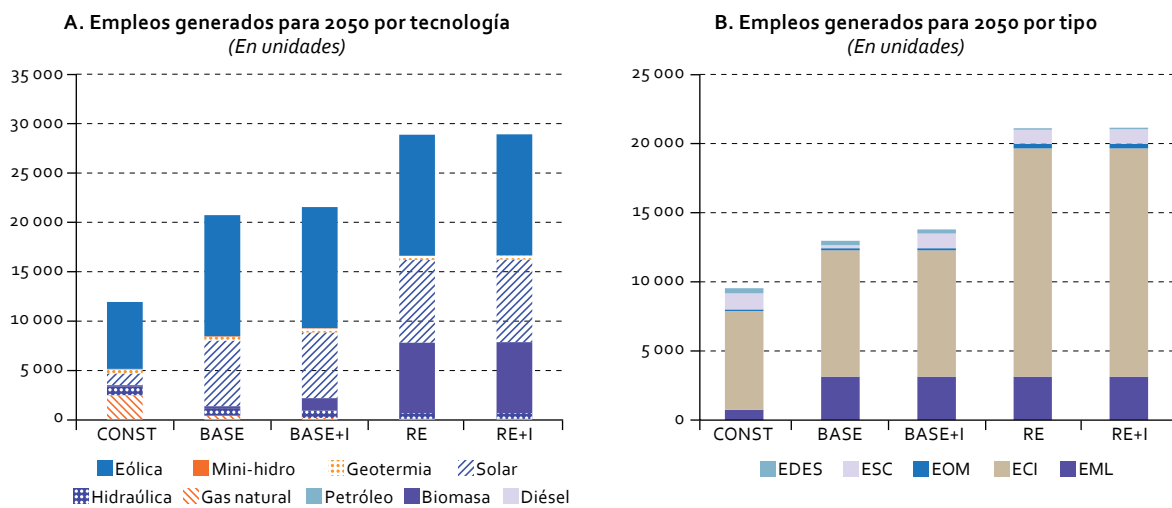
$$EDES = CapDes_y \times FEDES \times MRE \quad (5)$$

- **Transmisión (TX):** Estos empleos están asociados al desarrollo de infraestructura de transmisión eléctrica. Se estiman en función de las inversiones realizadas (empleos por cada millón de dólares invertidos). En este estudio solo se consideran infraestructuras clave, por lo que la estimación puede ser conservadora.

$$ETX = InvTx_y \times FETX \times MRE \quad (6)$$

Los resultados obtenidos tras la aplicación de esta metodología a los resultados obtenidos en la perspectiva eléctrica se presentan en el gráfico 17.

**Gráfico 17**  
**Estimación de empleos generados**



Fuente: Elaboración propia.

La estimación de empleos asociados a las distintas tecnologías energéticas muestra un claro contraste entre los escenarios tendenciales y aquellos que promueven una mayor participación de fuentes renovables e integración regional. En el escenario constante (CONST), la mayoría de los empleos se concentra en tecnologías convencionales como el gas natural, evidenciando una menor diversificación tecnológica y una dependencia de combustibles fósiles. En cambio, en los escenarios RE y RE+I —orientados hacia una matriz más renovable— los empleos se redistribuyen de forma más equitativa, con un protagonismo destacado de la energía eólica y la solar.

En términos agregados, se observa un aumento significativo en la creación de empleos cuando se transita hacia escenarios más sostenibles. En el escenario RE+I, por ejemplo, los empleos en la etapa de construcción e instalación (ECI) se duplican con respecto a los escenarios, lo que sugiere un fuerte dinamismo económico derivado de la inversión en infraestructura energética limpia. Asimismo, los empleos en manufactura local (EML) podrían aumentar hasta 4 veces, lo que evidencia el potencial de esta transición para fortalecer las cadenas de valor nacionales.

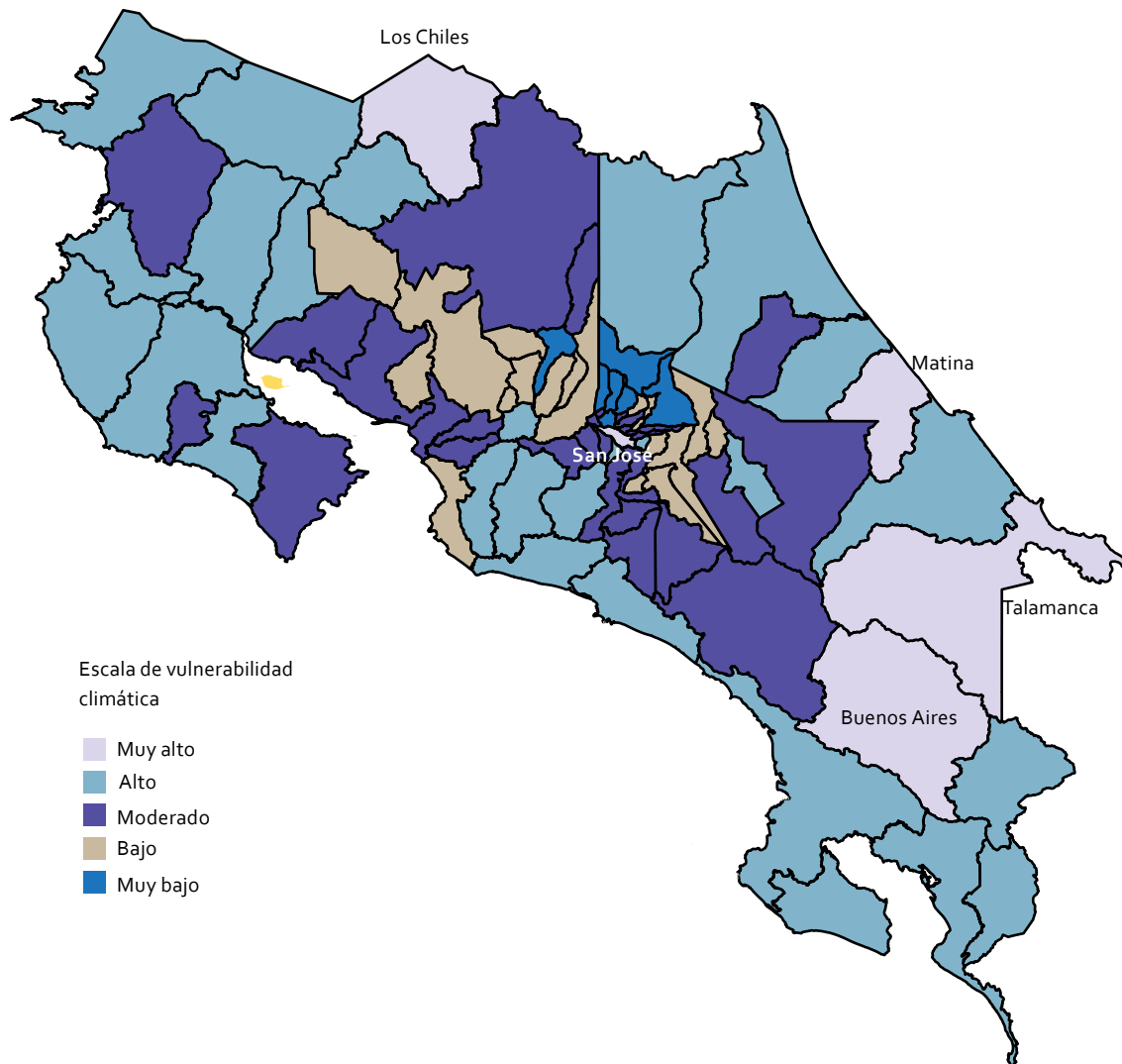
Los empleos en operación y mantenimiento (EOM) también experimentan un crecimiento significativo, duplicándose en los escenarios con mayor participación renovable respecto al escenario CONST. Esto refuerza la idea de que la transición energética no solo representa una inversión inicial, sino una oportunidad sostenida de empleo a largo plazo.

Finalmente, la integración eléctrica regional muestra un efecto complementario: si bien se reduce ligeramente el número de empleos en distribución eléctrica (EDES) se trata de una redistribución asociada a una mayor eficiencia del sistema eléctrico regional y a la automatización de procesos.

Se propone el uso de capas geoespaciales temáticas para cruzar información sobre vulnerabilidad climática, acceso eléctrico y potencial renovable, a fin de identificar zonas prioritarias para proyectos de integración energética basados en evidencia territorial.

El índice de vulnerabilidad climática a nivel cantonal desarrollado por (Nawrotzki, 2023) revela que los mayores niveles de exposición, sensibilidad y baja capacidad adaptativa se concentran en cantones como Los Chiles, Matina, Talamanca y Buenos Aires, así como en algunos urbanos como TIBÁS y San José.

Mapa 3  
Zonas de vulnerabilidad climática en Costa Rica



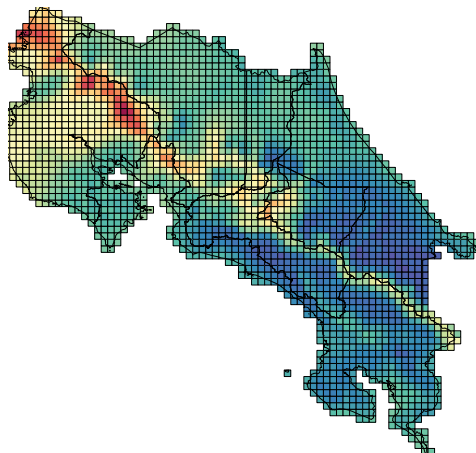
Fuente: Tomado desde (Nawrotzki, 2023).

Estas áreas requieren especial atención por su alta exposición a eventos extremos como inundaciones, deslizamientos o sequías. Por otro lado, Costa Rica cuenta con una cobertura eléctrica cercana al 99 %, aunque persisten viviendas aisladas en zonas remotas y de baja densidad poblacional, que coinciden en muchos casos con altos niveles de vulnerabilidad institucional y climática.

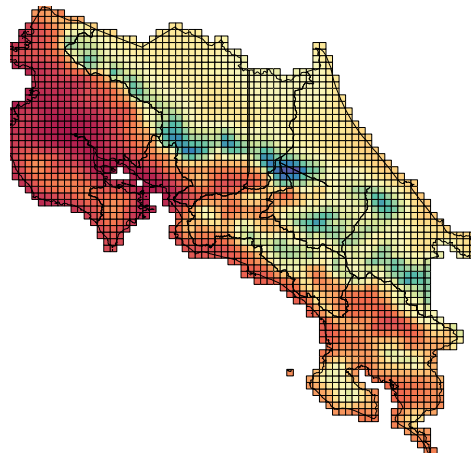
Al superponer estos mapas —vulnerabilidad climática y acceso eléctrico— emergen zonas críticas (por ejemplo, Matina, Talamasca, Buenos Aires) donde la electrificación resiliente, especialmente mediante fuentes renovables y con respaldo comunitario, podría tener un valor social y técnico estratégico.

**Mapa 4**  
**Evaluación de potencial de recursos renovables solar y eólico**

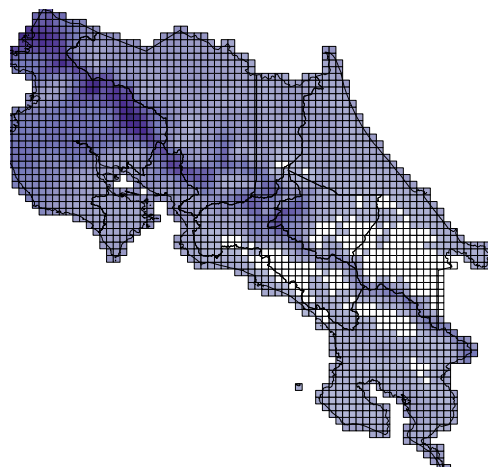
**A. Potencial eólico**



**B. Potencial solar**



**C. Potencial combinados**



Fuente: Elaboración propia.

Si se agrega una tercera capa con el potencial solar y eólico combinado, se logran identificar zonas con convergencia de alta vulnerabilidad, acceso precario y elevado potencial renovable, como en el Pacífico Norte y Guanacaste. Este cruce permite identificar proyectos que generan empleo local, resiliencia energética y contribución a la reducción de emisiones.

Utilizando estos mapas, se puede crear un índice geoespacial compuesto de riesgo y oportunidad energética, que sirva de base para priorizar zonas de intervención, estimar impactos sectoriales (como empleos, ahorro tarifario o reducción de emisiones) y diseñar políticas con enfoque territorial, social y de género.



## V. Conclusiones

Costa Rica ha consolidado su liderazgo regional en la transición energética mediante una matriz eléctrica altamente renovable —superior al 98%—, sustentada principalmente en generación hidroeléctrica, geotérmica y eólica. Este desempeño le ha permitido reducir significativamente la dependencia de combustibles fósiles en el sector eléctrico, aunque persisten desafíos en otros sectores, como transporte e industria, donde la electrificación aún es incipiente. La modernización del parque generador, la expansión de la capacidad solar y eólica, y el fortalecimiento del almacenamiento y la gestión de demanda se configuran como prioridades para asegurar la resiliencia del sistema frente a fenómenos climáticos como El Niño y variaciones hidrológicas extremas.

Desde el punto de vista institucional, Costa Rica cuenta con una arquitectura sólida, encabezada por el ICE, con una marcada presencia en generación y transmisión. Entidades como el MINAE, la ARESEP y las cooperativas eléctricas complementan la gobernanza energética, reforzando cobertura y regulación. Actualmente se discuten reformas legales que permitirían una mayor apertura del mercado, fomentarían la planificación imparcial y facilitarían el ingreso de nuevos actores al mercado eléctrico regional, lo que podría mejorar la eficiencia del sistema y reducir las tarifas para los usuarios finales.

En materia de integración energética regional, Costa Rica ha demostrado ser un actor estratégico dentro del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), destacando como exportador neto de energía renovable y aprovechando la flexibilidad operativa del Mercado Eléctrico Regional (MER). La evidencia empírica muestra que, en años recientes (2020-2024), los intercambios energéticos han generado importantes ahorros económicos para el país, reduciendo costos de operación, aumentando la eficiencia del despacho y contribuyendo a la estabilidad tarifaria. Este efecto se ve potenciado en escenarios como RE+I, donde la integración regional permite un mejor aprovechamiento de recursos variables, mitiga riesgos operativos y reduce la generación fósil residual. Sin embargo, persisten desafíos técnicos, particularmente en la infraestructura de interconexión con Panamá, cuya ampliación resulta clave para materializar el pleno potencial del intercambio.

Desde una perspectiva socioeconómica, el ejercicio realizado en este estudio en relación con los escenarios de mayor ambición climática (RE y RE+I) no solo implican una expansión significativa de la capacidad instalada —con un aumento cercano a los 2.300 MW respecto al escenario constante—, sino que también generan un impacto positivo en la creación de empleos. Los resultados muestran que estas transiciones permitirían duplicar o incluso triplicar el número total de empleos en el sector energético

respecto a los escenarios tendenciales, redistribuyendo además el empleo hacia tecnologías limpias con mayor potencial de innovación, como solar, eólica y biomasa. Esta transformación presenta oportunidades relevantes en términos de desarrollo local, transferencia tecnológica y fortalecimiento de capacidades.

Asimismo, si bien Costa Rica ha avanzado en integrar el enfoque de género en su institucionalidad energética, persisten brechas importantes en la participación femenina, especialmente en roles técnicos y de liderazgo. La experiencia del país sugiere que los beneficios económicos derivados del MER—como los ahorros tarifarios y la mayor estabilidad del suministro— tienen impactos redistributivos que pueden favorecer especialmente a los hogares más vulnerables, muchos de ellos liderados por mujeres. Sin embargo, para que estos beneficios se traduzcan en una transición verdaderamente inclusiva, se recomienda incorporar indicadores de género en las metodologías tarifarias, establecer metas de participación femenina en proyectos de interconexión, y canalizar parte de los recursos derivados del MER hacia programas productivos liderados por mujeres, en zonas rurales y periurbanas. Aunque no existen estudios específicos sobre el impacto de los intercambios eléctricos del MER en la equidad de género en Costa Rica, la evidencia disponible indica que estos intercambios han generado beneficios indirectos importantes para las mujeres, especialmente aquellas en situación de vulnerabilidad. La reducción de tarifas eléctricas—gracias a la compra de energía más barata en el mercado regional— alivia el gasto de los hogares liderados por mujeres, quienes suelen destinar una mayor proporción de sus ingresos a servicios básicos como la electricidad.

Además, un suministro más estable reduce la carga doméstica de las mujeres, sobre todo en zonas rurales, al disminuir la necesidad de recurrir a fuentes energéticas alternativas. No obstante, persisten desafíos importantes: la participación femenina en el sector energético sigue siendo baja, especialmente en áreas técnicas y de toma de decisiones. Para avanzar hacia una transición energética más inclusiva, se recomienda incorporar indicadores de género en la regulación tarifaria, fomentar la participación de mujeres en proyectos de infraestructura e interconexión, canalizar parte de los ahorros hacia programas productivos liderados por mujeres, y asegurar su representación en espacios de gobernanza regional del MER. Esto permitiría que los beneficios del mercado eléctrico regional no solo sean económicos, sino también sociales y equitativos.

## Bibliografía

- Amin, R. (2024). Integrating Social Aspects into Energy System Modelling Through the Lens of Public Perspectives: A Review. *Energies*, 17.
- ARESEP. (2021). *Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*. Obtenido de Noticias: <https://aresep.go.cr/noticias/mujeres-dan-su-perspectiva-sobre-los-servicios-publicos/>
- ARESEP. (2024). *Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*. Obtenido de Generación térmica impactará tarifas eléctricas en el 2025: <https://aresep.go.cr/noticias/generacion-termica-impactara-tarifas-electricas-2025>
- ARESEP. (2025). *Noticias*. Obtenido de Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos: <https://aresep.go.cr/noticias/aresep-defiende-cambios-en-metodologia-sobre-electricidad>
- CECACIER. (2020). *Perspectiva de Género Participación de las mujeres en el sector energético*.
- CEPAL. (2025). *La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y la Agenda Regional de Género en América Latina y el Caribe: indicadores de género a 2024*. Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)/Entidad de las Naciones Unidas para la Igualdad de Género y el Empoderamiento de las Mujeres (ONU-Mujeres).
- CRIE. (2016). *Impacto de las acciones de CRIE en el desarrollo del MER en el año 2015*. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- CRIE. (2025). *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica*. Obtenido de Eventos Reportables en el SER: <https://crie.org.gt/eventos-ser/>
- CRIE. (2025). *Memoria de Labores 2023-2024*. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- Dioha, M. (2023). Beyond Dollars and Cents: On the Blind Spots of Energy System Modelling. *Environmental Research Letters*.
- Elkadeem, M., Kotb, K., Abido, M., Hasanien, H., Atiya, E., Almakhles, D., & Elmorshedy, M. (2 de 2024). Techno-enviro-socio-economic design and finite set model predictive current control of a grid-connected large-scale hybrid solar/wind energy system: A case study of Sokhna Industrial Zone, Egypt. *Energy*, 289, 129816.
- EPR Transmisión de Electricidad. (2024). *Operación*. Obtenido de Estadísticas: <https://www.eprsiepac.com/operacion/estadisticas/>
- Fodstad, M. (2022). Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160.
- H2LAC. (2025). *H2LAC*. Obtenido de Plataforma para el desarrollo del hidrógeno verde en Latinoamérica y el Caribe: <https://h2lac.org/pais/costa-rica/>

- HINICIO. (2021). *Análisis del Mercado Global de Hidrógeno Verde (H<sub>2</sub>V) y el Potencial de Participación de Costa Rica en dicho mercado y Estimaciones Asociadas a su Impacto Macroeconómico*. OLADE.
- ICE. (2021). *Plan de Expansión de Transmisión 2021-2031*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.
- ICE. (2022). *Potencial de generación a partir de la biomasa residual en Costa Rica*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.
- ICE. (2022). *Potencial Geotérmico para la Generación Eléctrica*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.
- ICE. (2024). *Informe Ejecutivo del Plan de Expansión de la Generación 2024-2040*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.
- ICE. (2025). *Informe De Atención De Demanda Y Producción De Electricidad Con Fuentes Renovables*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.
- IRENA. (2019). Measuring the socioeconomic footprint of the energy transition. *Springer*.
- IRENA. (2022). *Solar PV: A Gender Perspective*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- J. Jasiunas, P. D. (2021). Linking socio-economic aspects to power system disruption models. *Elsevier*.
- Khan, F. (2021). Optimization and sizing of SPV/Wind hybrid renewable energy system: A techno-economic and social perspective. *Energy*.
- Krumm, A. (2022). Modelling social aspects of the energy transition: What is the current representation of social factors in energy models? *Energy*, 239.
- Liegl, T. (2023). Considering Socio-Technical Parameters in Energy System Models—The Current Status and Next Steps. *Energies*.
- McGookin, C. (2021). Participatory methods in energy system modelling and planning – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier*.
- Nawrotzki, R. (2023). *Climate change vulnerability hotspots in Costa Rica: constructing a sub-national index*. Springer.
- OCDE. (2024). *Gender Equality in Costa Rica: Towards a Better Sharing of Paid and Unpaid Work*. Paris: OECD Publishing.
- Programa Estado de la Nación. (2018). *Carpeta de Prensa Estado Nación*. Costa Rica.
- Ram, M. (2020). Job creation during the global energy transition towards 100% renewable power system by 2050. *Elsevier*.
- REDD+, S. N. (2019). *Costa Rica: Gender Action for the National REDD+ Strategy*. Costa Rica.
- Rutovitz, J. (2015). Calculating global energy sector jobs: 2015 methodology. *Institute for Sustainable Futures*.
- Sánchez Mora, R. (2022). *Análisis sobre la igualdad de género y el empoderamiento de las mujeres en su diversidad para el Primer Plan Estratégico Sectorial de ambiente, energía y mares*. Costa Rica: Finanzas para la Biodiversidad BIOFIN, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.
- Trutnevyte, E. (2019). Societal Transformations in Models for Energy and Climate Policy: The Ambitious Next Step. *One Earth*, 423-433.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) ha establecido cinco ejes prioritarios para una transición energética justa e inclusiva en América Latina y el Caribe: acceso universal y equitativo a la energía; una matriz sostenible; mayor eficiencia; infraestructura resiliente, e integración energética regional. Una mejor conectividad energética y una red resiliente e integrada permiten a los países aumentar su seguridad energética, aprovechar economías de escala en proyectos de infraestructura verde con menores costos, y facilitar la complementariedad y la mayor integración de energías renovables en un sistema interconectado más inclusivo, flexible, confiable y descarbonizado. Este estudio aporta información, sobre la base del análisis de los datos de Costa Rica, sobre las oportunidades que ofrece la integración energética para mejorar la seguridad y resiliencia de los sistemas energéticos, y constituye un insumo técnico para apoyar la formulación de políticas públicas orientadas a una transición energética sostenible e inclusiva, que contribuya al bienestar de las personas y al cumplimiento de los compromisos regionales y mundiales en materia de desarrollo sostenible.



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)  
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)  
[www.cepal.org](http://www.cepal.org)



<https://bit.ly/CEPAL2025-90S>