



PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Dirigido al Instituto Costarricense de Electricidad y a la
Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

Auditoría de Carácter Especial
DFOE-SOS-IAD-00005-2026
21 de septiembre de 2026

Foto: Ampliación de la Subestación Colorado del ICE,
ubicada en Abangares de Guanacaste. Tomada
el 3 de marzo de 2026 en visita de campo.

¿Qué auditamos?

La gestión del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para planificar, ejecutar proyectos y asegurar la capacidad de la red de transmisión eléctrica en cuanto a su ajuste al marco jurídico y técnico aplicable, así como a las mejores prácticas. Además del cumplimiento de la regulación emitida por la ARESEP para los servicios auxiliares que dan soporte a la operación de dicha red. El periodo examinado comprendió del 1.º de enero de 2024 al 31 de diciembre de 2025, ampliándose cuando se consideró necesario.

¿Por qué es importante?

La red de transmisión es la infraestructura que permite transportar la energía eléctrica hasta los centros de consumo. Por ello, su adecuada planificación, la ejecución de las nuevas obras que requiere, y el aseguramiento de su capacidad operativa en general, resultan esenciales para incorporar generación renovable, atender el crecimiento de la demanda, resultante de impulsar la electrificación de la economía y mantener el desempeño del servicio eléctrico.

¿Qué concluimos?

La gestión del ICE para planificar, ejecutar proyectos y asegurar la capacidad de la red de transmisión, presenta un incumplimiento de los aspectos significativos del marco normativo y técnico aplicable, evidenciado en los retrasos en los proyectos, las dificultades para establecer nuevas conexiones y el rezago en la implementación del modelo de servicios auxiliares. La magnitud y recurrencia de estas deficiencias compromete de forma integral el aseguramiento de la capacidad de la red de transmisión para responder a las necesidades presentes y futuras del Sistema Eléctrico Nacional, y exige acciones correctivas inmediatas.

Resultados

- **Retrasos en los proyectos de transmisión afectan el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.** Tres de los cinco proyectos en etapa de inversión presentan atrasos de 1,5, 2,9 y 6,6 años respecto a sus fechas originales, así como incrementos en costos por ₡13.437 millones y avances inferiores a los programados; esto incrementa el riesgo de que la expansión de la red de transmisión no acompañe oportunamente el crecimiento de la demanda ni el desarrollo de la generación y distribución.
- **Dificultades para establecer nuevas conexiones a la red de transmisión eléctrica.** Se determinaron atrasos en la atención de solicitudes de conexión a la red de transmisión, así como proyectos para los cuales no se ha logrado determinar un punto de conexión viable y una solicitud suspendida debido a una obra de transmisión paralizada. Asimismo, se identificó el riesgo de que las obras previstas en el Plan de Expansión de la Transmisión resulten insuficientes o no entren en operación con la oportunidad requerida.
- **Rezago en la implementación del modelo de servicios auxiliares.** Después de más de seis años de vigencia, el ICE y la ARESEP no han implementado integralmente el modelo de servicios auxiliares establecido en el Reglamento Técnico correspondiente, los cuales permiten mantener los niveles de confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad en la operación del sistema de transmisión.

Auditoría en datos



¿Qué papel juega la transmisión en el servicio eléctrico?

La energía eléctrica se produce en la etapa de generación con centrales ubicadas donde abundan recursos como agua, viento y sol. Por eso, la transmisión juega un papel trascendental en el suministro eléctrico, pues es la etapa intermedia donde se transporta la energía por medio de subestaciones y líneas de transmisión hasta los centros de consumo. Esto permite que la electricidad sea entregada a los usuarios en la etapa de distribución, o directamente a clientes en alta tensión. Así, el desarrollo de la transmisión es habilitante de la matriz renovable, al conectar el consumo con la disponibilidad de recursos de generación, cumpliendo criterios de calidad y seguridad.

¿Cómo se desarrolla el sistema de transmisión?

La red de transmisión (ver Figura 1) alcanza todos los extremos del país y se interconecta con cinco países de América Central¹, con casi 3000 km de líneas de transmisión y más de 70 subestaciones, operando a 230 kV y en algunos casos² a 138 kV.

El ICE planifica la infraestructura de los sistemas de generación, transmisión y distribución de forma conjunta. El Plan de Expansión de la Transmisión 2024-2034 contiene los proyectos que buscan garantizar la capacidad de transporte de energía eléctrica del país a futuro, sin comprometer el suministro; permitiendo la incorporación de los nuevos proyectos de generación, conectando nuevos clientes en alta tensión y atendiendo los requerimientos de distribución.

La expansión de la red de transmisión considera las proyecciones de demanda, los planes de generación y distribución, las

solicitudes de conexión y los estudios técnicos del sistema, con el fin de identificar las nuevas obras y los refuerzos necesarios, establecer su prioridad y asegurar que entren en operación oportunamente para atender las necesidades presentes y futuras del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Figura 1.

Red de transmisión nacional (2024)



Fuente: Plan de Expansión de la Transmisión 2024-2034, ICE.

¿Qué actores se relacionan con el sistema de transmisión?

Las empresas distribuidoras³, el ICE y los generadores privados producen la energía que se inyecta a la red de transmisión. El ICE además es propietario de la red y responsable de su planificación y operación. La energía transportada se entrega a los usuarios finales en alta tensión o a nivel de distribución.

Por su parte, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) tiene a cargo la regulación técnica y económica del servicio eléctrico en todas sus etapas, fijando las tarifas de transmisión y de los servicios auxiliares, y emitiendo la normativa técnica para la planeación, la operación y el acceso al Sistema Eléctrico Nacional.

¹ Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá.

² Principalmente en la zona central del país y en la Península de Nicoya.

³ ESPH, JASEC, Coopealfaroruiz, Coopelesca, Coopeasantos, Coopeguanacaste y CNFL, reguladas por la Ley n.º 8345.



La **gestión para planificar, ejecutar proyectos y asegurar la capacidad de la red de transmisión eléctrica a cargo del ICE presenta un incumplimiento generalizado de los aspectos significativos**. Las debilidades corresponden a elementos esenciales para el desarrollo y la operación de la red eléctrica, como lo son la ejecución de los proyectos de transmisión, la planificación de la expansión de esta red, la atención de las solicitudes de conexión y la implementación de los servicios auxiliares. Esta situación limita la capacidad de que la infraestructura de transmisión se desarrolle con la oportunidad, previsibilidad y eficiencia requeridas para responder a las necesidades presentes y futuras del Sistema Eléctrico Nacional.

En la ejecución de las inversiones, se identificaron proyectos que avanzan con estudios o validaciones técnicas incompletas, que han propiciado rediseños, obras adicionales, incrementos de costos por ₡13.437 millones y atrasos de hasta 6,6 años en proyectos estratégicos. A ello se suman debilidades en la planificación de la expansión y en la gestión del acceso a la red: las solicitudes de conexión no se atienden sistemáticamente dentro de los plazos establecidos, existen proyectos para los cuales no se ha logrado determinar un punto de conexión viable y el procedimiento para elaborar el Plan de Expansión de la Transmisión no incorpora suficientes elementos para valorar escenarios alternativos, sensibilidades y cambios relevantes en las necesidades futuras del sistema, ni requisitos mínimos de madurez que sustenten la programación de las obras.

Asimismo, **después de más de seis años de vigencia del marco regulatorio de servicios auxiliares, el ICE y la ARESEP no han logrado implementarlo completamente, desde sus competencias correspondientes**. El ICE no concretó oportunamente un esquema operativo para su ejecución y persisten debilidades de coordinación para resolver aspectos técnicos, metodológicos y tarifarios.

La transmisión eléctrica es fundamental para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Su desarrollo depende de que las obras requeridas se planifiquen con visión prospectiva y se desarrollen oportunamente; de lo contrario, aumenta el riesgo de que la red de transmisión se convierta en un cuello de botella para incorporar nueva generación renovable e impulsar el crecimiento de la demanda eléctrica por la electrificación de la economía, con implicaciones para la seguridad, continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico, así como para la competitividad y la descarbonización del país.

Retrasos en los proyectos de transmisión afectan el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

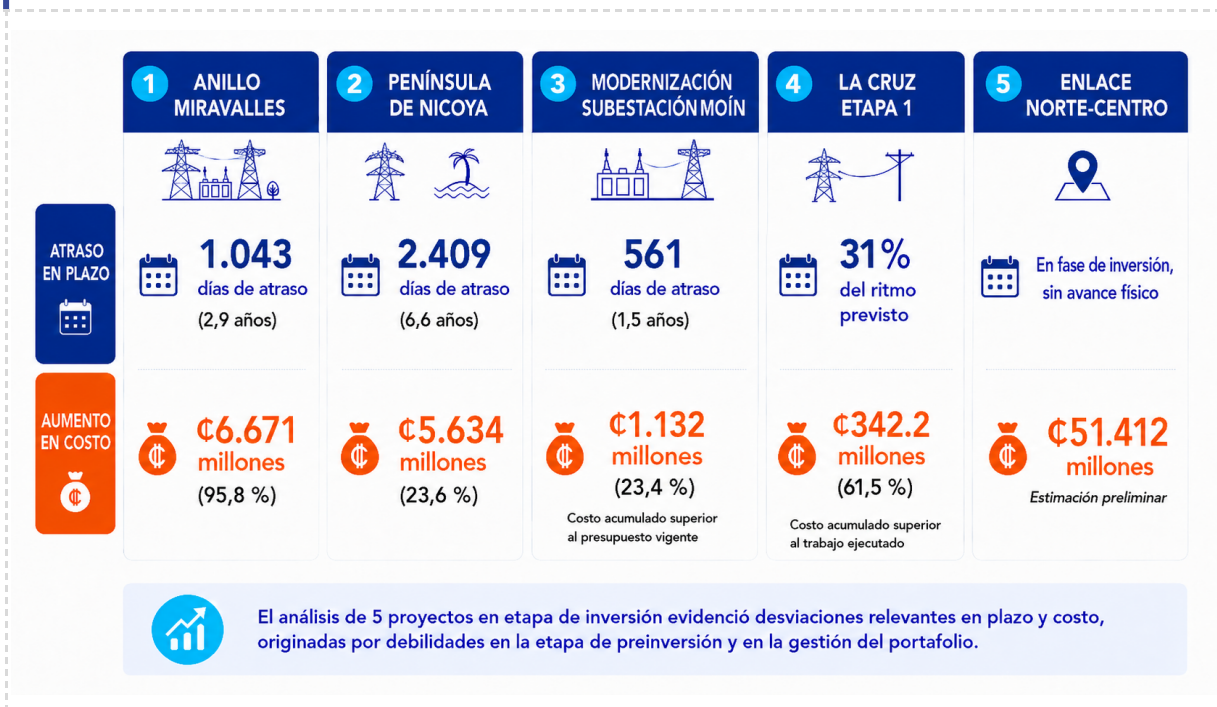
¿Qué encontramos?

- 1.1. Se determinó que la gestión de los proyectos de expansión de la red de transmisión no aseguró, en los casos analizados, la articulación oportuna de la planificación, la gestión de riesgos y las validaciones necesarias para sustentar su paso y desarrollo en las distintas etapas del ciclo de inversión, lo que incidió en la confiabilidad de las líneas base de alcance, plazo y costo y por ende, en la ejecución de los proyectos.
- 1.2. Lo anterior, se evidencia en **retrasos significativos en la ejecución de los proyectos y la elaboración de los estudios de preinversión** relacionados con la expansión de la red de transmisión a cargo del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), los cuales afectan los costos previstos y la oportunidad con que la infraestructura de transmisión debe entrar en operación.
- 1.3. El análisis comprendió los cinco proyectos clasificados por el ICE en etapa de inversión y los seis proyectos que se encuentran en etapa de preinversión. En los proyectos que presentaron las mayores desviaciones se identificaron **estudios o validaciones técnicas incompletas, riesgos prediales no resueltos oportunamente y limitaciones en la disponibilidad de recursos especializados**. Estas situaciones derivaron, según el proyecto, en modificaciones de diseño, incorporación de obras no previstas, replanteamiento de soluciones constructivas, ampliaciones de cronograma y mayores costos de inversión, debilitando la confiabilidad de las líneas base como parámetro para dirigir y controlar su ejecución.
- 1.4. Como resultado, **tres de los cinco** proyectos en etapa de inversión presentan **retrasos de entre 1,5 años y 6,6 años** respecto de sus fechas originales de finalización. Dos proyectos registran **incrementos en sus presupuestos de ₡6.671 millones y ₡5.634 millones**, respectivamente; mientras que, en otro proyecto, el costo acumulado **superó en aproximadamente ₡1.132 millones** el costo total vigente. Asimismo, dos proyectos alcanzan **únicamente el 28% y el 31% del avance** previsto para la fecha de corte, y otro ya en fase de inversión, aún tiene pendiente la definición de su alcance y la formalización de su línea base. (ver Figura 2).
- 1.5. **Estado de los proyectos en etapa de inversión.** Se encontró que el **Refuerzo de Transmisión Anillo Miravalles** registra la mayor desviación porcentual en costo, al incrementarse su presupuesto en 95,8%, pasando de ₡6.962 millones a ₡13.634 millones. Además, acumula un atraso de 2,9 años respecto de la fecha originalmente prevista para su entrada en operación, y presenta un avance físico del 25,5%, frente al 92,2% programado, por lo que la obra avanza únicamente al 28% del ritmo previsto. El análisis de los expedientes determinó que, durante la etapa de diseño, no se realizaron oportunamente los estudios geotécnicos requeridos para validar las condiciones del terreno donde se construiría la Subestación Fortuna, obra que forma parte del proyecto. Una vez iniciada la ejecución, se identificó que el sitio seleccionado presentaba condiciones incompatibles con el diseño, lo que obligó a reubicar la subestación, modificar la solución constructiva y sustituir la tecnología originalmente definida. Estas situaciones contribuyeron a que se diera una ampliación del plazo de 507 días y se incrementara el costo de los equipos principales importados.

Retrasos en los proyectos de transmisión afectan el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

Figura 2

Retrasos y sobrecostos en los proyectos de transmisión eléctrica



Fuente: Elaboración propia con base en la información de expedientes de proyectos del ICE con corte al 30 de abril de 2026.

- 1.6. Por otra parte, el proyecto **Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya** es el que presenta el mayor atraso, acumulando 6,6 años respecto de la fecha de finalización establecida en la línea base original. Paralelamente, el costo total aumentó en más de ₡5.634 millones (23,6%) y el avance físico alcanza únicamente un 47,5%. Al respecto, se determinó que durante la etapa de factibilidad el ICE no validó oportunamente con la empresa distribuidora las condiciones bajo las cuales podía desenergizarse la línea de transmisión Cañas–Guayabal. Al determinarse que las interrupciones no podían superar dos horas, se desarrolló una solución para reconstruirla energizada, la cual posteriormente resultó constructivamente inviable. Esto obligó a incorporar una obra adicional no prevista, correspondiente a una nueva línea de transmisión para el enlace Santa Rita–Guayabal y a replantear la ingeniería del proyecto.
- 1.7. A su vez, el proyecto **Modernización de la Subestación Moín** acumula un atraso de 1,5 años y, aunque su avance físico real de 86,3% es cercano al 85,7% programado, al 30 de abril de 2026 registraba un costo acumulado de ₡5.974,6 millones, superior en aproximadamente ₡1.131,9 millones (23,4%) al costo total vigente de ₡4.842,7 millones, sin que el proyecto hubiera concluido completamente sus actividades. La documentación analizada evidenció deficiencias en las estimaciones y estudios utilizados durante la preinversión: el diseño básico y final fue estimado inicialmente en US\$23.005, mientras que los cargos reales ascendieron a US\$91.582,57; además, no se contempló oportunamente un estudio topográfico requerido para el diseño definitivo. Estas situaciones generaron contrataciones, inspecciones y trabajos adicionales durante la ejecución.

Retrasos en los proyectos de transmisión afectan el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

- 1.8. Además, en el proyecto **Refuerzo de Transmisión y Distribución La Cruz Etapa 1**, si bien es el de incorporación más reciente dentro del portafolio, su cronograma ya evidencia un deterioro significativo. Al corte de abril de 2026 presentaba un avance físico del 6,5%, frente al 20,5% programado, lo que significa que había alcanzado únicamente el 31% del avance previsto para esa fecha. La documentación revisada señala que parte del recurso técnico encargado del diseño fue reasignado para atender retrasos y reprocesos de otros proyectos, lo que afectó el desarrollo de la ingeniería requerida para continuar con su ejecución.
- 1.9. Finalmente, el **Proyecto de Transmisión Enlace Norte-Centro**, con una inversión preliminar estimada de ₡51.412 millones, se encuentra en fase de inversión; sin embargo, a septiembre de 2026 aún no contaba con una línea base integrada de alcance, plazo y costo formalmente aprobada, debido a que su alcance definitivo permanecía en definición. La solución inicialmente prevista con la Subestación San Rafael se encuentra en revisión, pendiente de evaluaciones técnicas, económicas y financieras. El ICE mantiene marzo de 2031 como fecha objetivo de entrada en operación, sujeta a ratificación mediante la línea base y el cronograma detallado del proyecto.
- 1.10. **Estado de los proyectos en preinversión.** Se determinó que los plazos de formulación de algunos proyectos superan los inicialmente programados. Al corte analizado, el proyecto **Incremento de Demanda JASEC** había utilizado aproximadamente 2,5 veces el plazo previsto para sus estudios; **Zona Norte** registraba un plazo cercano al doble del programado; y **Anillo de Orosí** acumulaba aproximadamente 874 días adicionales. En los proyectos **ST Poás y ST Tacares** se observaron desviaciones menores (50 y 41 días, respectivamente), mientras que **Península de Nicoya Integral** no había superado el plazo programado para la preinversión al corte analizado, aunque su ciclo completo de desarrollo, desde el inicio de la formulación hasta la entrada en operación prevista, comprende aproximadamente 16 años. Estos períodos prolongados aumentan el riesgo de que los estudios, estimaciones y supuestos requieran actualización antes del inicio de la ejecución.
- 1.11. En conjunto, la evidencia obtenida demuestra que las principales desviaciones observadas no corresponden únicamente a hechos aislados, sino que reflejan un patrón recurrente en la gestión de los proyectos de transmisión. Dicho patrón se caracteriza, según el proyecto, por estudios o validaciones técnicas incompletas, riesgos no gestionados oportunamente y limitaciones en la disponibilidad de recursos especializados. Estas condiciones se traducen posteriormente en modificaciones al alcance, ampliaciones de plazo, mayores costos y retrasos en la incorporación de infraestructura estratégica para el Sistema Eléctrico Nacional.

¿Por qué se presenta este resultado?

- 1.12. Debido a debilidades en la consolidación y articulación del modelo de gobernanza de las inversiones en transmisión. Aunque el ICE dispone de normativa, procedimientos y responsabilidades formalmente asignadas, el esquema implementado no aseguró, en todos los casos analizados, la integración oportuna de las validaciones técnicas, operativas, prediales, financieras y de disponibilidad de recursos necesarios para sustentar las decisiones de inversión. En este sentido, una reorganización de la Gerencia de Electricidad

Retrasos en los proyectos de transmisión afectan el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

implementada en 2021⁴, requirió precisiones posteriores sobre la distribución de funciones y responsabilidades entre las dependencias participantes; además, la evaluación institucional de 2022 determinó que ninguno de los beneficios esperados para la Gerencia de Electricidad se había cumplido plenamente, y en 2026 el ICE reconoció oportunidades de mejora en la madurez de las iniciativas y en la coordinación entre dependencias. Estas condiciones favorecieron que los proyectos dieran inicio con estudios, validaciones o riesgos que posteriormente derivaron en rediseños, obras adicionales, retrasos y mayores costos.

¿Cómo se espera que funcione según la normativa?

- 1.13. El Instituto Costarricense de Electricidad debe gestionar los proyectos de expansión de la red de transmisión mediante procesos que aseguren una adecuada planificación, dirección, supervisión y control, sustentando las decisiones de inversión en información técnica confiable, estudios con suficiente nivel de madurez y una adecuada gestión de riesgos. Además, los proyectos deben contar con líneas base robustas de alcance, plazo y costo, así como con mecanismos efectivos de coordinación, de forma que las modificaciones relevantes durante su ejecución sean excepcionales y estén debidamente justificadas
- 1.14. Asimismo, la planificación de la transmisión debe realizarse de manera articulada con la expansión de los sistemas de generación y distribución, considerando las necesidades de conexión, los planes de expansión, el avance de las inversiones y las proyecciones de demanda eléctrica. Esta articulación debe permitir identificar y desarrollar oportunamente las obras necesarias para transportar la energía desde los centros de generación hasta las redes de distribución y los usuarios, de forma que la capacidad de la red responda a las necesidades presentes y futuras del Sistema Eléctrico Nacional.

¿Qué pasa si no se corrige?

- 1.15. Las desviaciones identificadas **reducen la capacidad del ICE para desarrollar e incorporar infraestructura de transmisión de manera oportuna, predecible y eficiente**, al prolongar los ciclos de inversión, comprometer recursos adicionales y mantener por más tiempo obras estratégicas sin entrar en operación. Esta situación incrementa el riesgo de que **la expansión de la red de transmisión no acompañe oportunamente el crecimiento de la demanda ni el desarrollo de los sistemas de generación y distribución**, afectando la articulación necesaria entre el desarrollo de los distintos componentes del sistema eléctrico. Como consecuencia, **podrían generarse restricciones** para transportar la energía disponible, conectar nuevas centrales de generación, atender incrementos de demanda y mantener la flexibilidad operativa requerida por el Sistema Eléctrico Nacional.
- 1.16. En ese contexto, se limita el valor público esperado de las inversiones realizadas y aumenta la exposición del sistema a afectaciones en la continuidad, confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico, así como a retrasos en el cumplimiento de objetivos nacionales asociados con la competitividad, la descarbonización y la electrificación de la economía.

⁴ Aprobada por el Consejo Directivo en la Sesión 6438 del 19 de marzo de 2021.

Dificultades para establecer nuevas conexiones a la red de transmisión eléctrica

¿Qué encontramos?

- 2.1. Se determinaron **atrasos por parte del ICE en la atención de solicitudes de conexión a la red de transmisión** en alta tensión, con tiempos que superan los plazos máximos. Además, **en algunos casos el ICE no ha logrado definir un punto de conexión viable** y una solicitud permanece suspendida por una obra de transmisión que está sin avance. Asimismo, se identificó el **riesgo de que las obras previstas** en el Plan de Expansión de la Transmisión **resulten insuficientes o no entren en operación con la oportunidad requerida para atender las necesidades futuras**.
- 2.2. Al respecto, **en 33 solicitudes de conexión preliminar** resueltas⁵ por el ICE entre enero de 2024 y julio de 2026, el Instituto **tardó en promedio 135 días** desde la presentación de la solicitud hasta la comunicación de los resultados al interesado, **alcanzando hasta los 341 días**, siendo el plazo máximo previsto en la normativa interna del ICE de 108 días naturales⁶. Por su parte, **las 15 solicitudes de conexión definitiva** resueltas⁷ por el ICE durante ese mismo periodo, **tardaron en promedio 189 días** desde la solicitud inicial hasta la comunicación de los resultados, **con un caso que alcanzó los 288 días**, siendo el plazo máximo previsto de 198 días naturales⁸. Así, **considerando ambas etapas, se tardó en promedio 324 días naturales desde que el interesado presentó su primera solicitud hasta que se le asignó un punto de conexión definitivo**, es decir casi 11 meses en promedio. Esto cobra mayor importancia considerando que el nuevo Reglamento Técnico de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)⁹, reduce en 20 días el plazo de atención de estas solicitudes que debe cumplir el ICE.
- 2.3. Por otro lado, se encontró que **para dos proyectos de generación solar del portafolio de preinversión del ICE, no se ha logrado determinar un punto de conexión viable a la red de transmisión**, situación que mantiene indefinida su integración al Sistema Eléctrico Nacional y podría retrasar su puesta en operación. Tal es el caso del Proyecto Solar Fotovoltaico (PSFV) Curubandé, y del PSFV Chorotega. En el caso del PSFV Curubandé, su entrada en operación quedó supeditada al desarrollo de obras de transmisión proyectadas entre 2029 y 2031. Por su parte, para el PSFV Chorotega, las alternativas evaluadas en media y alta tensión requieren la

⁵ Únicamente se consideraron las solicitudes de conexión preliminar para las cuales el ICE ya ha comunicado los resultados del estudio al interesado.

⁶ Los 108 días naturales es la suma de los días de las fases del proceso: 3 días hábiles para que el ICE (DPS) revise la completitud documental y comunique pendientes, 30 días naturales para que el interesado subsane faltantes de información; 10 días hábiles para verificar la integridad técnica de la información; 30 días naturales de congelamiento del proceso cuando durante dicha verificación se identifiquen faltantes o inconsistencias que deban ser atendidos; y 30 días naturales para determinar la viabilidad técnica preliminar. Para efectos comparativos, los días hábiles se convirtieron a su equivalente aproximado en días naturales, considerando la distribución ordinaria de cinco días hábiles por cada siete días calendario.

⁷ Únicamente se consideraron las solicitudes de conexión definitiva para las cuales el ICE ya ha comunicado los resultados del estudio al interesado.

⁸ Los 198 días naturales comprenden la suma de las fases de revisión de completitud documental, subsanación de faltantes por parte del interesado, verificación de la información y, cuando corresponda, el congelamiento del proceso ante la identificación de faltantes o inconsistencias, previamente descritas para la etapa preliminar. A estas se adiciona 120 días naturales para que el ICE realice los estudios para determinar la viabilidad técnica de la conexión. Para efectos comparativos, los días hábiles se convirtieron a su equivalente aproximado en días naturales, igual que en la etapa anterior.

⁹ Reglamento Técnico Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-POASEN), vigente desde el 05/06/2026.

Dificultades para establecer nuevas conexiones a la red de transmisión eléctrica

ejecución de obras de infraestructura y, en el caso de la conexión en alta tensión, la constitución de servidumbres sobre propiedades privadas, sobre la cual el ICE aún no ha formalizado una solución definitiva.

- 2.4.** Adicionalmente, **una solicitud de la CNFL para conectar módulos de distribución en la futura Subestación San Rafael, se encuentra suspendida debido a cambios en las condiciones del sitio para construir dicha subestación**, concebida para atender necesidades del sistema de transmisión, como parte del proyecto de infraestructura Enlace Norte-Centro. La modificación de las obras requeridas para cumplir el objetivo del proyecto impidió concretar la asignación de la conexión en el punto solicitado y ha retrasado la definición de una alternativa de conexión al SEN para atender las necesidades futuras de la CNFL.
- 2.5.** Por otra parte, se encontró que **existe un riesgo de que las obras previstas en el Plan de Expansión de la Transmisión (PET) puedan resultar insuficientes para atender los nuevos requerimientos de demanda y conexiones** del Plan de Expansión de la Generación (PEG), así como cumplir con las expectativas previstas por el ICE en relación con la electrificación renovable del país. Esta situación ya fue previamente identificada por el ICE en el “Informe de identificación de problemas en la red de transmisión 2024-2040”, el cual señaló esta insuficiencia del PET anterior (2021-2031), concluyendo sobre la necesidad de aumentar el alcance de los refuerzos y agilizar su entrada en operación.
- 2.6.** Esto es relevante ya que el PET 2024-2034 señala que para asegurar una suficiente capacidad de transporte es esencial cumplir o adelantar las fechas de entrada de los proyectos, pero reconoce que **existen obras importantes que no lograron entrar en operación en tiempo y forma**. Por ejemplo, **componentes del Anillo de Miravalles originalmente previstos para 2025 pasaron a 2028 y obras en la Península de Nicoya pasaron de 2025 a 2029**. Esto acrecienta el riesgo identificado, considerando que la Estrategia Empresarial del ICE establece como objetivo crear una oferta de valor que permita la electrificación renovable de la economía; además, el Plan de Negocio 2025-2027 concreta esa aspiración en infraestructura para vehículos eléctricos, electrificación de procesos industriales, generación distribuida y redes inteligentes, señalando el crecimiento sostenido de la demanda energética proveniente del turismo, construcción, industria y electrificación del transporte y la economía.
- 2.7.** Sobre este último punto, el Consejo de Promoción de la Competitividad¹⁰ (CPC) plantea que la demanda eléctrica podría estar subestimada porque las proyecciones del ICE incorporan una desaceleración progresiva del crecimiento hacia 2040 que, según el Consejo, no aparece suficientemente explicada en términos de sus supuestos económicos, tecnológicos o estructurales, mientras que la economía costarricense podría mantener tasas de crecimiento mayores y experimentar cambios que eleven de forma sustancial el consumo eléctrico. En particular, el CPC señala que las proyecciones —basadas principalmente en relaciones históricas entre demanda, PIB y clientes— pueden no capturar quiebres estructurales asociados con una mayor industrialización, atracción de manufactura avanzada y centros de

¹⁰ Centro de pensamiento de iniciativa empresarial que desarrolla estudios y propuestas orientadas a promover la productividad, la competitividad y el bienestar nacional. Véase: [“Proyección de Demanda Eléctrica al 2040: Sensibilidad a Supuestos Macroeconómicos y Tecnológicos”](#).

Dificultades para establecer nuevas conexiones a la red de transmisión eléctrica

datos, la digitalización, la inteligencia artificial y una electrificación más acelerada del transporte y los procesos productivos. Esto es particularmente relevante considerando que para la formulación del PET 2024-2034 se utilizó un escenario de demanda baja, al contrario de Planes de Expansión anteriores que consideraban escenarios de demanda media.

¿Por qué se presenta este resultado?

- 2.8.** Debido a debilidades en los mecanismos de seguimiento y control del proceso de atención de solicitudes de conexión al SEN, que le permita al ICE contar con información sobre el avance de las etapas, cumplimiento de plazos y controles sobre la integridad de los registros. En ese sentido, el registro de solicitudes no cuenta con mecanismos de alerta que permitan identificar expedientes próximos a vencer sus plazos antes de que el incumplimiento se materialice.
- 2.9.** Además, debido a que si bien el procedimiento para la elaboración y actualización del PET considera elementos como la proyección temporal y espacial de la demanda, vigilancia tecnológica y regulatoria, análisis del entorno, actualizaciones intermedias cuando cambian tecnologías, regulación o avances de proyectos; no se establece el análisis de escenarios alternativos de proyección de la demanda y generación, sensibilidades, ni criterios que determinen cuándo un cambio en variables relevantes obliga a modificar el PET. Además, para las obras en estudio (en preinversión) que se incluyen en este Plan, no se define un nivel mínimo de madurez ni requisitos mínimos técnicos, prediales, ambientales o financieros antes de incorporar una obra o asignarle una fecha.

¿Cómo se espera que funcione según la normativa?

- 2.10.** El ICE debe impulsar la electrificación renovable de la economía, promoviendo el desarrollo de nuevas industrias electrointensivas, y el uso preferencial de la energía eléctrica como fuente energética primaria en transporte, comercio e industria. Asimismo, debe garantizar la satisfacción de la demanda eléctrica del país de forma óptima y al mínimo costo, y permitir el acceso libre a las redes de transmisión nacional. El acceso al sistema de transmisión debe permitir a los solicitantes conocer con certeza razonable los plazos y condiciones de conexión para incorporarlos en la planificación de sus inversiones. Para ello, el ICE debe resolver las solicitudes dentro de los plazos establecidos, asegurar el cumplimiento de requisitos técnicos y legales, mantener registros íntegros y dar seguimiento a los trámites, de manera que se garantice el acceso libre y no discriminatorio al SEN.

¿Qué pasa si no se corrige?

- 2.11.** Se incrementa el riesgo de que la red de transmisión se convierta en un cuello de botella para el desarrollo del sector eléctrico. Si el proceso de conexión no opera con la oportunidad que la normativa exige, los proyectos de generación requeridos para satisfacer la demanda futura y avanzar en la electrificación de la economía enfrentarán obstáculos para su incorporación, con posibles efectos sobre el suministro, la competitividad y los objetivos nacionales en materia energética. Además, se expone al ICE a un incumplimiento regulatorio dado que el nuevo reglamento técnico AR-RT-POASEN reduce los plazos de atención.

Rezago en la implementación del modelo de servicios auxiliares

¿Qué encontramos?

3.1. Se determinó que **el ICE y la ARESEP no han implementado completamente el modelo de servicios auxiliares** establecido en el Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN) que está vigente desde 2019. Actualmente, estas instituciones se encuentran en proceso de implementación de un nuevo modelo simplificado de asignación y liquidación de estos servicios, mientras que la ARESEP aún tiene pendiente la aprobación de tarifas, por lo que no se ha llegado a aplicar la metodología tarifaria aprobada en 2021.

¿Qué son los servicios auxiliares?

Son servicios de energía y potencia que permiten mantener los niveles de confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad en la operación del sistema de transmisión, para prevenir colapsos o recuperarse en caso de contingencia.

Los servicios auxiliares obligatorios son:

- Regulación de frecuencia (primaria, secundaria y terciaria)
- Regulación de tensión
- Arranque en negro
- Desconexión de carga

De esos servicios solo la regulación secundaria y terciaria de frecuencia son remunerables

- 3.2.** Las dificultades para implementar el citado reglamento fueron previstas desde julio de 2019 durante el proceso de audiencia pública, cuando el ICE cuestionó su aplicabilidad y viabilidad técnica-operativa, en aspectos como el seguimiento de reservas y el predespacho de servicios auxiliares para generadores renovables variables de distribuidoras y privados; considerando que el modelo eléctrico del SEN faculta la participación de distintos generadores con diferentes reglas de despacho y carece de un predespacho vinculante. Además, proyectó que el esquema propuesto encarecería el costo de la operación del SEN e impactaría las tarifas, en razón del costo administrativo y técnico para su implementación, seguimiento y control, las inversiones adicionales en que tendrían que incurrir los agentes, así como los ajustes tarifarios para compensar el costo de operar los generadores por debajo de su capacidad máxima para aportar reserva.
- 3.3.** Aunque la ARESEP acogió parte de los ajustes planteados por el ICE, y emitió el reglamento técnico en diciembre de 2019 y la metodología tarifaria en agosto de 2021¹¹, esto no se ha traducido en la aplicación completa de las obligaciones previstas en este marco regulatorio. Al respecto, los primeros procedimientos técnicos relacionados al reglamento¹² fueron aprobados por la ARESEP en enero de 2024. Luego, en enero de 2026 el ICE presentó los resultados de las pruebas de un modelo simplificado de asignación y liquidación de servicios auxiliares que desarrolló para viabilizar parcialmente la aplicación del reglamento AR-RT-SASEN en la realidad operativa del SEN. En julio de 2026, la ARESEP aprobó el Procedimiento de liquidación de los servicios auxiliares de regulación secundaria y terciaria¹³ bajo dicho modelo simplificado, con base en el cual el ICE está efectuando sus primeros ejercicios de liquidación.

¹¹ "Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)", resolución RE-0195-JD-2021 del 17 de agosto de 2021.

¹² Resolución RE-0003-RG-2024 del 8 de enero de 2024. Procedimientos propuestos por el ICE y aprobados por la ARESEP para: dimensionamiento de reservas, control de tensión, arranque en negro, desconexión de carga y demanda interrumpible.

¹³ Resolución RE-0240-RG-2026 del 29 de julio de 2026.

Rezago en la implementación del modelo de servicios auxiliares

- 3.4.** La Intendencia de Energía de la ARESEP formalizó la apertura del expediente ET-086-2026 denominado “Aplicación de oficio de la Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), RE-0195-JD-2021 y sus reformas”, cuya audiencia pública se celebró el 4 de septiembre de 2026, presentándose 14 oposiciones. Actualmente, dicha Intendencia se encuentra realizando la valoración técnica de los argumentos presentados.
- 3.5.** Finalmente, el ICE no ha presentado los informes semestrales de desempeño de los servicios auxiliares estipulados en artículo 27 del reglamento técnico AR-RT-SASEN con el objetivo de mostrar el cumplimiento de los criterios de seguridad y desempeño.

¿Por qué se presenta este resultado?

- 3.6.** Debido a la falta de un análisis integral de las condiciones necesarias para implementar el marco regulatorio vigente de servicios auxiliares. Por una parte, no se evidenció un análisis previo a la entrada en vigencia del modelo, acerca de la aplicabilidad de los instrumentos regulatorios por parte de la ARESEP, que permitiera identificar y corregir las dificultades de implementación y determinar si las condiciones técnicas, metodológicas y organizacionales requeridas para su aplicación se encontraban disponibles. Por otra parte, el ICE no concretó oportunamente un esquema operativo integral para su aplicación, siendo hasta 2026 que presentó un modelo simplificado de asignación, seguimiento y liquidación. A ello se sumaron debilidades en la coordinación entre el ICE y la ARESEP para definir y resolver oportunamente aspectos técnicos, metodológicos y tarifarios necesarios para la implementación del esquema, lo que ha prolongado la atención de asuntos planteados entre ambas entidades.

¿Cómo se espera que funcione según la normativa?

- 3.7.** El reglamento AR-RT-SASEN establece el marco técnico y operativo para la prestación de servicios auxiliares. Le corresponde al ICE como Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM), administrarlos para mantener la operación del SEN dentro de los parámetros de desempeño requeridos, debiendo optimizar su prestación, realizar su programación, planeamiento y asignación, así como presentar informes de desempeño semestrales.
- 3.8.** Además, el citado reglamento le encomendó al OS/OM remitir a la ARESEP las propuestas de procedimientos técnicos relacionados con los servicios auxiliares en un plazo máximo de 6 meses después de su entrada en vigencia, y le encargó a la ARESEP su revisión, ajuste y aprobación. Asimismo, la Ley n.º 7593, le asigna a la Autoridad Reguladora la competencia de fijar las tarifas y velar por la oportunidad y la prestación óptima del servicio eléctrico.

¿Qué pasa si no se corrige?

- 3.9.** La falta de implementación completa del esquema impide contar con reglas que puedan ser aplicadas plenamente y con resultados verificables sobre la prestación y el costo de estos servicios, lo que reduce la transparencia y dificulta corregir oportunamente posibles ineficiencias.

Responsables

- Al señor Verny Rojas Vásquez, en su calidad de Gerente de Electricidad del ICE o a quien en su lugar ocupe el cargo.

Disposiciones	Plazo
D1. Incorporar e implementar en la normativa interna de la Gerencia de Electricidad del ICE, mecanismos de control previos y vinculantes para la autorización de los proyectos de transmisión a la etapa de inversión, que incluyan la coordinación entre las divisiones de Generación, Transmisión y Distribución, así como las direcciones de Planificación y Sostenibilidad y de Gestión de Servicios No Regulados, mediante los cuales se consoliden y validen de forma conjunta los resultados de las áreas responsables en materia técnica, operativa, predial, financiera, de riesgos y de disponibilidad de recurso humano especializado. Dichos mecanismos de control deberán permitir determinar y documentar, previo a la decisión de inversión, si las condiciones necesarias para ejecutar el proyecto se encuentran suficientemente definidas; identificando cuáles aspectos permanecen pendientes, el riesgo asociado a dichos pendientes, las medidas establecidas para su tratamiento, los responsables y plazos para atenderlos, y si afectan la viabilidad de ejecución, las líneas base de alcance, plazo y costo, o la fecha prevista de entrada en operación. Asimismo, deberá establecerse la instancia responsable de emitir la validación integral y dejar trazabilidad de la participación y criterio de las dependencias involucradas antes de autorizar el proyecto. Esto, con el propósito de que las inversiones en transmisión se sustenten en proyectos viables, reduciendo el riesgo de retrasos, mayores costos y modificaciones durante su ejecución, así como de afectaciones en la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico para los usuarios. Lo anterior, de conformidad con los artículos 2 y 3 de la Ley de Creación del ICE, n.º 449; y 13, 14 y 15 de la Ley General de Control Interno, n.º 8292. (Ver párrafos 1.1 a 1.16).	Para dar por acreditada esta disposición, se deberá remitir al Área de Seguimiento para la Mejora Pública de la Contraloría General, lo siguiente: - A más tardar el 15 de diciembre de 2026, una certificación que acredite la elaboración y oficialización de los mecanismos de control. - A más tardar el 31 de mayo de 2027, una certificación del avance en la implementación de los mecanismos de control. - A más tardar el 17 de diciembre de 2027, una certificación donde conste que se realizó un informe con los resultados de la implementación de dichos mecanismos durante ese periodo.

Disposiciones	Plazo
D2. Incorporar e implementar en los procesos de priorización, aprobación y seguimiento del portafolio de proyectos de transmisión eléctrica, puntos de control que valoren la disponibilidad y oportunidad de los recursos técnicos especializados y de las interdependencias entre proyectos, de manera que las decisiones de iniciar, priorizar, reprogramar o reasignar esos recursos consideren sus efectos sobre los plazos, actividades críticas y fechas de entrada en operación de las demás iniciativas del portafolio. La valoración deberá permitir identificar anticipadamente las brechas de capacidad institucional, los proyectos que compiten por los mismos recursos especializados, las actividades que pueden afectar la ruta crítica de otras iniciativas y las medidas requeridas para evitar que la atención de atrasos o reprocesos de un proyecto genere nuevas desviaciones en otros. Esto, con el propósito de favorecer la entrada oportuna en operación de los proyectos de transmisión, para atender las necesidades presentes y futuras del Sistema Eléctrico Nacional. Lo anterior, de conformidad con los artículos 13 inciso c), 14 y 15 de la Ley General de Control Interno, n.º 8292, y artículo 269 de la Ley General de la Administración Pública, n.º 6227. (Ver párrafos 1.1 a 1.16).	Para dar por acreditada esta disposición, se deberá remitir al Área de Seguimiento para la Mejora Pública de la Contraloría General, lo siguiente: a. A más tardar el 15 de diciembre de 2026, una certificación que acredite la elaboración y oficialización de los puntos de control. b. A más tardar el 31 de mayo de 2027, una certificación del avance en la implementación de los puntos de control. c. A más tardar el 17 de diciembre de 2027, una certificación donde conste que se realizó un informe con los resultados de la implementación de dichos puntos de control.

- Al señor Kenneth Lobo Méndez, en su calidad de Director de Planificación y Sostenibilidad del ICE o a quien en su lugar le correspondan las competencias de atención de estudios de conexión a la red de transmisión y de elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión.

Disposiciones	Plazo
D3. Incorporar e implementar en el proceso de atención de solicitudes de conexión preliminar y definitiva al Sistema Eléctrico Nacional, mecanismos de seguimiento y control que permitan gestionar oportunamente el cumplimiento de los plazos establecidos en la normativa y asegurar la integridad y trazabilidad de la información registrada durante las distintas etapas de los trámites. Dichos mecanismos deberán permitir, al menos, identificar el estado y avance de cada solicitud; controlar los plazos transcurridos y pendientes por etapa; generar alertas y verificar la integridad, consistencia y actualización de la información utilizada para controlar el proceso. Esto, con el propósito de asegurar que las solicitudes de conexión se gestionen de manera oportuna, predecible y verificable, garantizando el libre acceso a la red de transmisión y la atención de las necesidades del SEN. Lo anterior, de conformidad con el artículo 14 incisos h) & i) de la Ley de la ARESEP, n.º 7593, y los artículos 67 y 74 del Reglamento Técnico Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-POASEN). (Ver párrafos 2.1 al 2.11).	Para dar por acreditada esta disposición, se deberá remitir al Área de Seguimiento para la Mejora Pública de la Contraloría General, lo siguiente: - A más tardar el 15 de diciembre de 2026, una certificación que acredite la elaboración y oficialización de los mecanismos de seguimiento y control. - A más tardar el 31 de mayo de 2027, una certificación del avance en la implementación de los mecanismos de seguimiento y control. - A más tardar el 17 de diciembre de 2027, una certificación donde conste que se realizó un informe con los resultados de la implementación de dichos mecanismos.

Disposiciones	Plazo
D4. Incorporar e implementar en el procedimiento para la elaboración y actualización del Plan de Expansión de la Transmisión, las disposiciones metodológicas que permitan valorar la capacidad de respuesta de la red ante cambios relevantes en las necesidades futuras del Sistema Eléctrico Nacional y asegurar que las obras incorporadas al Plan cuenten con un nivel de madurez suficiente para sustentar las fechas previstas para su desarrollo y entrada en operación. Lo anterior, con el propósito de que la planificación de la expansión de la transmisión anticipe y responda oportunamente a las necesidades presentes y futuras del SEN y que las fechas incorporadas en el PET se sustenten en información razonablemente madura y verificable, de forma que brinde resultados más confiables y sea congruente con las responsabilidades del ICE de llevar el servicio eléctrico basado en energías renovables a nuevos usuarios y sectores de la economía. Esto, de conformidad con los artículos 1, 2, 3 y 17 de la Ley de Creación del ICE n.º 449; 4 de la Ley General de la Administración Pública n.º 6227; 2 inciso a) de la Ley Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones n.º 8660; y 41, 42 y 43 del Reglamento Técnico Planeación Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN). (Ver párrafos 2.1 a 2.11).	Para dar por acreditada esta disposición, se deberá remitir al Área de Seguimiento para la Mejora Pública de la Contraloría General, lo siguiente: a. A más tardar el 15 de diciembre de 2026, una certificación que acredite la elaboración y oficialización de las disposiciones metodológicas incluidas en el procedimiento. b. A más tardar el 31 de mayo de 2027, una certificación del avance en la implementación de las disposiciones metodológicas incluidas en el procedimiento. c. A más tardar el 17 de diciembre de 2027, una certificación donde conste que se realizó un informe con los resultados de la implementación de dichas disposiciones metodológicas.

- Al señor Julio Matamoros Alfaro, en su calidad de Jefe de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico del ICE, al señor Mario Mora Quirós, en su calidad de Intendente de Energía de la ARESEP y al señor Tony Méndez Parrales, en su calidad de Director General de la Dirección General de Desarrollo de la Regulación de la ARESEP, o a quienes en su lugar ocupen los cargos.

Disposiciones	Plazo
D5. Realizar, de manera coordinada entre la ARESEP y el ICE, en el ámbito de sus respectivas competencias, a partir de las lecciones aprendidas derivadas de la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria RE-0195-2021, un análisis integral de las condiciones necesarias para la implementación del marco regulatorio vigente de servicios auxiliares, que permita identificar las brechas que limiten su implementación efectiva, y determinar los ajustes y acciones requeridos para subsanarlas. Para ello, la ARESEP deberá definir y comunicar al ICE, en su condición de Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM), la información, análisis y demás insumos que requiera para efectuar dicho análisis integral; y el ICE deberá proporcionarlos oportunamente, así como participar en la definición y atención de los aspectos técnico-operativos que correspondan a sus competencias como OS/OM. Con base en los resultados del análisis integral, cada institución deberá definir e implementar, en el ámbito de sus respectivas competencias, las acciones necesarias para atender las brechas identificadas y establecer mecanismos de seguimiento que permitan verificar su atención oportuna y el cumplimiento de las obligaciones previstas en el marco regulatorio de servicios auxiliares. Esto, con el propósito de asegurar que el marco regulatorio sea efectivamente aplicable, que las brechas para su implementación sean identificadas y corregidas oportunamente y que se disponga de información sobre su desempeño; de forma que se posibilite la remuneración del costo de prestación de los servicios auxiliares y su asignación proporcional entre quienes lo usan. Lo anterior, de conformidad con los artículos 5 y 25 de la Ley de la ARESEP n.º 7593; artículos 32 y 41 del Decreto Ejecutivo n.º 29847-MP-MINAE-MEIC; artículos 34, 61, 79 y 80 del Reglamento técnico AR-RT-POASEN; y artículos 2, 4, 5, 6, 11, 12, 21, 23 y 27 del reglamento técnico AR-RT-SASEN. (Ver párrafos 3.1 al 3.9).	Para dar por acreditada esta disposición, se deberá remitir al Área de Seguimiento para la Mejora Pública de la Contraloría General, lo siguiente: - A más tardar el 30 de septiembre de 2027, una certificación que acredite la realización del análisis integral. - A más tardar el 31 de marzo de 2028, una certificación del avance en acciones para solventar las brechas identificadas. - A más tardar el 30 de septiembre de 2028, una certificación donde conste la emisión de un informe sobre la atención de las brechas identificadas y el cumplimiento de las obligaciones previstas en el marco regulatorio, según el ámbito de competencia de cada destinatario.

Marco general de la auditoría

Fundamentación

La CGR realizó una auditoría de carácter especial en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) enfocada en la gestión, la planificación y la ejecución de proyectos de la red de transmisión eléctrica para asegurar su capacidad, así como en el cumplimiento de la regulación emitida por la ARESEP para los servicios auxiliares que dan soporte a la operación de dicha red. Este tipo de auditoría tiene el propósito de determinar si dicha gestión se ajusta al marco jurídico, técnico y a las mejores prácticas de la industria aplicables. Esta auditoría se efectuó con fundamento en las competencias conferidas a la CGR en los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, y los numerales 17, 21 y 37 de su Ley Orgánica n.º 7428, en cumplimiento del Plan Anual Operativo de la División de Fiscalización Operativa y Evaluativa.

Validación de términos

Los términos de auditoría fueron comunicados al señor Marco Acuña Mora, Presidente Ejecutivo del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), mediante el oficio DFOE-SOS-0236 (05726) del 12 de mayo del 2026. Se formalizaron los siguientes términos que consideran las observaciones efectuadas por la Administración:

- **Objetivo:** Determinar si la gestión realizada por el ICE para planificar, ejecutar proyectos y asegurar la capacidad de la red de transmisión eléctrica, se ajusta al marco normativo y las mejores prácticas aplicables; así como, el cumplimiento de la regulación emitida por la ARESEP para los servicios auxiliares que dan soporte a la operación de la red de transmisión.
- **Alcance:** El período de análisis comprende desde 1.º de enero de 2024 al 31 de diciembre de 2025, ampliándose en los casos que se consideren necesarios.
- **Fuentes de criterios:** Los criterios de auditoría se fundamentan principalmente en las siguientes fuentes:

Normativa	Artículos relevantes
Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad, n.º 449	1, 2, 3, 9 y 17
Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, n.º 7593	2, 3, 4, 5 y 14
Ley General de la Administración Pública, n.º 6227	4 y 134
Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley n.º 8660	1, 2, 3, 5, 6, 8, 20 al 29 y 36
Ley de Adquisiciones, Expropiaciones y Servidumbres del ICE, n.º 6313	1 y 2
Ley General de Control Interno, n.º 8292	13, 14 y 15

Marco general de la auditoría

Normativa	Artículos relevantes
Norma Técnica Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)	3, 20, 21, 27, 29, 34, 35, 37 y 41
Reglamento Técnico de Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-SASEN)	2, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 21, 22, 23 y 27
Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	Libro I, sección 1.5.1.3 (inciso g)
Normas de Control Interno para el Sector Público (NCISP)	Secciones 1-6
Procedimiento para la Gestión de Proyectos o Épicas (GPE), ICE, código 20.00.001.2005	6.4 y 6.6
Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK®).	7ma edición
Norma INTE/ISO 21502:2020 Gestión de proyectos, programas y portafolios	

Metodología

La auditoría se realizó conforme a las Normas Generales de Auditoría para el Sector Público, el Manual General de Fiscalización Integral de la CGR, el Procedimiento de Auditoría vigente, establecido por la DFOE, que está basado en la ISSAI 100: Principios Fundamentales de Auditoría del Sector Público y los principios de la ISSAI 400: Principios de la Auditoría de Cumplimiento de las Normas Internacionales de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI por sus siglas en inglés). Para el desarrollo de esta auditoría se utilizó la información suministrada en las entrevistas a personas funcionarias del ICE y la ARESEP, así como las respuestas a las consultas planteadas por escrito a dichas instituciones, incluyendo información de los expedientes de los 6 proyectos en etapa de preinversión y los 5 en etapa de inversión que componen la totalidad de la cartera de proyectos de transmisión del ICE, y la realización de giras de campo a proyectos de subestaciones eléctricas en construcción y operación.

Comunicación preliminar

El borrador del informe fue remitido al ICE mediante oficio DFOE-SOS-0515 (11928) del 4 de septiembre de 2026 y comunicado de manera virtual a ese Instituto el 11 de septiembre de 2026, con la participación de José Pablo Martínez Castillo, de la Gerencia de Electricidad; Rayner García Villalobos, de la Gerencia General; Julio Matamoros Alfaro, Jefe de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE); Jorge Sancho Chaves, Coordinador de Planeación de la Operación de la DOCSE; Kenneth Lobo Méndez, Director de Planificación y Sostenibilidad (DPS); Rebeca Sánchez Moraga, Coordinadora Planificación de Sistemas; Agustín Murillo Fallas, Jefe de la División Transmisión; Jaime González Mora, Coordinador

Marco general de la auditoría

Gestión de Desempeño Operativo; Diego Campos García, Coordinador de Construcción; Sofía Machuca Flores, Auditora General; Laura Ledezma Godínez, Directora de Auditoría Interna; Luis Fernando Retana Zúñiga, Coordinador de Auditoría del Negocio de Electricidad; y Alba Lucía Benavides, Auditora del Negocio de Electricidad. Al respecto, el ICE remitió observaciones sobre el contenido de dicho documento mediante oficio 0510-903-2026 del 14 de septiembre del 2026 suscrito por Agustín Murillo Fallas, Gerente de Electricidad a.i., mismas que una vez valoradas por la CGR, fueron incorporadas en lo pertinente al informe final y atendidas mediante oficio DFOE-SOS-0547 (12631) del 21 de septiembre de 2026.

Asimismo, el borrador del informe fue remitido a la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos mediante oficio DFOE-SOS-0516 (11931) del 4 de septiembre de 2026 y comunicado de manera virtual al Ente Regulador el 9 de septiembre del 2026, con la participación de Eric Bogantes Cabezas, Regulador General; Mario Alberto Mora Quirós, Intendente de Energía; Tony Alonso Méndez Parrales, Director General de Desarrollo de la Regulación; Carol Solano Durán, Directora General Legal; Edwin Espinoza Mekbel, de la Dirección General del Desarrollo de la Regulación; y Anayansie Herrera Araya, Auditora Interna. Al respecto, mediante oficio OF-1331-RG-2026 del 14 de septiembre del 2026 suscrito por Eric Bogantes Cabezas, Regulador General, la Autoridad Reguladora remitió las observaciones sobre el contenido de dicho documento, mismas que una vez valoradas por la CGR, fueron incorporadas en lo pertinente al informe final y atendidas por medio del oficio DFOE-SOS-0548 (12634) del 21 de septiembre de 2026.

Cumplimiento de disposiciones

De conformidad con los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, los artículos 12 y 21 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República n.º 7428, y el artículo 12 inciso c) de la Ley General de Control Interno n.º 8292, las disposiciones contenidas en este informe son de acatamiento obligatorio y deberán cumplirse dentro del plazo establecido, siendo su incumplimiento injustificado causal de responsabilidad. Para su observancia, se deberán aplicar los Lineamientos Generales para el Cumplimiento de las Disposiciones y Recomendaciones de la CGR, Resolución [R-DC-144-2015](#). La CGR se reserva el derecho de verificar la implementación efectiva de estas disposiciones y de valorar las responsabilidades correspondientes en caso de incumplimiento.

Equipo auditor

Esta auditoría fue realizada por un equipo multidisciplinario del Área de Fiscalización para el Desarrollo Sostenible de la División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, dirigida por Lía Barrantes León.

CGR | **Firmado digitalmente**
Valide las firmas digitales