

## **R-DFOE-SOS-00008-2025**

**CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA.** División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, Área de Fiscalización para el Desarrollo Sostenible. San José, en fecha y hora que consta en firma digital.

Recurso de revocatoria con apelación en subsidio presentado por Verny Rojas Vásquez, en su condición de Gerente de Electricidad del Instituto Costarricense de Electricidad en contra del informe n.º DFOE-SOS-IAD-00002-2025, sobre “Gestión y Regulación de los Recursos de Generación eléctrica”, remitido mediante el oficio n.º DFOE-SOS-0199 (9244) del 12 de mayo de 2025.

### **RESULTANDO**

**I.-** Que el 12 de mayo de 2025, el Área de Fiscalización para el Desarrollo Sostenible, mediante oficio n.º DFOE-SOS-0199 (9244), remitió a Verny Rojas Vásquez, en su condición de Gerente de Electricidad, el informe n.º DFOE-SOS-IAD-00002-2025, sobre la “Gestión y Regulación de los Recursos de Generación Eléctrica”.

**II.-** Que el 15 de mayo de 2025, mediante oficio n.º 0510-0458-2025, Verny Rojas Vásquez, en su condición de Gerente de Electricidad del Instituto Costarricense de Electricidad, interpuso ante la Contraloría General de la República recurso de revocatoria con apelación en subsidio en contra del informe N.º DFOE-SOS-IAD-00002-2025, sobre la “Gestión y Regulación de los Recursos de Generación Eléctrica”.

**III.-** Que en virtud de lo establecido en el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, Ley n.º 7428, y de lo regulado en los artículos 343 y 346 de la Ley General de la Administración Pública, Ley n.º 6227, se procede a resolver el recurso de revocatoria planteado.

### **CONSIDERANDO**

#### **I.- SOBRE LA LEGITIMACIÓN Y ADMISIBILIDAD**

De conformidad con lo establecido en los artículos 33 y 34 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, n.º 7428, los actos finales que dicte el Órgano Contralor que no atiendan a la materia presupuestaria, aprobación de contratos administrativos o que se dicten en procedimientos de contratación administrativa, estarán sujetos al régimen común de impugnación de los actos administrativos, contenidos en la Ley General de la Administración Pública, n.º 6227, cuando se considere que lesionan derechos subjetivos o intereses legítimos o que impidan su origen. En el presente asunto, en razón de que el acto recurrido corresponde a un informe de auditoría de carácter especial, el cual se encuentra dentro de los supuestos contenidos en la normas, el recurso resulta admisible.

DFOE-SOS-0301

2

19 de junio de 2025

En correspondencia, según la norma contenida en el artículo 346 de la citada Ley, la interposición de los recursos ordinarios debe darse dentro de los tres días siguientes al que se comunicó formalmente el acto final. De esta forma, debido a que el acto fue notificado mediante el oficio n.º DFOE-SOS-0199 (9244) del 12 de mayo de 2025 y el escrito de interposición del recurso fue presentado mediante oficio n.º 0510-0458-2025 del 15 de mayo de 2025, puede determinarse que fue presentado en plazo de ley. Por otra parte, establece el artículo 347 de la Ley en referencia, la posibilidad de usar ambos recursos ordinarios (revocatoria y apelación) o uno solo de ellos. Además, siendo que el señor Verny Rojas Vásquez, ostenta el cargo de Gerente de Electricidad del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), se tiene por legitimado para la interposición de esta gestión. Por lo anterior, procede el análisis por el fondo.

**II. SOBRE EL FONDO.** Una vez analizados los argumentos expuestos en el recurso de revocatoria con apelación en subsidio, a continuación esta Área se referirá a los aspectos impugnados.

**SOBRE EL RESULTADO n.º 1 DENOMINADO “DECISIONES ESTRATÉGICAS DEL ICE INCREMENTARON EL RIESGO DE RACIONAMIENTO ELÉCTRICO PARA LAS PERSONAS USUARIAS”.** El recurrente, interpone recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra el Informe DFOE-SOS-IAD-00002-2025, afirmando que las conclusiones del Órgano Contralor se basan en una imprecisa comprensión del dinamismo de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y del planeamiento operativo del mismo, pese a las observaciones remitidas en la nota 0510-399-2025. Señala que la CGR realiza valoraciones individuales que distorsionan la clara comprensión de lo actuado por el ICE, lo cual se enmarca en la optimización del despacho económico de la generación, minimización del costo total de la operación, y atención de la demanda bajo múltiples consideraciones técnicas y contextuales.

El ICE subraya que las decisiones se tomaron considerando: topología y distribución geográfica de la generación, disponibilidad de insumos, proyecciones de demanda, condiciones hidro-climatológicas locales y regionales, incertidumbres en modelos de proyección, condiciones del mercado de abastecimiento y el dinamismo del mercado eléctrico regional. La CGR omite considerar que la gestión de recursos requiere decisiones integradas de corto, mediano y largo plazo evaluadas de forma sistémica y no aislada.

Respecto al retiro de dos unidades térmicas de 68 MW, se afirma que los estudios técnicos recomendaban realizar un análisis costo-beneficio o financiero de su reparación, y que su rehabilitación era muy costosa en el contexto del SEN. Se omite que dichos estudios de planeamiento operativo respaldaban su desincorporación al determinar que para el periodo 2020-2024 se podía prescindir de hasta dos unidades generadoras de P.T. Moín sin incurrir en riesgo de déficit de energía ni agotar la reserva fría del SEN.

DFOE-SOS-0301

3

19 de junio de 2025

Se añade que esta decisión era coherente con los resultados del Planeamiento de la Expansión de la Generación, en el cual se optimiza la matriz de generación en un horizonte de más de 10 años y se gestiona el riesgo operativo. Señala que esto no representa criterios técnicos encontrados o contrarios, como lo sugiere la CGR, sino una gestión integrada de la operación del sistema.

Sobre las exportaciones realizadas al Mercado Eléctrico Nacional (MER) en 2022, el recurrente indica que la CGR omite señalar que según el ICE y el Instituto Meteorológico Nacional, la probabilidad del fenómeno de El Niño era débil al momento de realizarse las exportaciones, y que la alerta fue atendida con medidas técnicas, como la contratación de bloques de energía firme. La CGR también ignora que el nivel del embalse Arenal en ese momento excedía la cota programada, por lo que la generación adicional respondía a la necesidad de controlar su nivel y evitar vertimientos.

Adicionalmente, el ICE aclara que las exportaciones no eran dependientes del complejo hidroeléctrico ARDESA, ya que se pueden atender con cualquier planta generadora, y que las utilidades obtenidas redujeron significativamente el Costo Variable de la Generación (CVG), lo cual benefició a los usuarios. La CGR descontextualiza esta maniobra operativa y no la analiza integralmente.

En cuanto al evento del 9 de mayo de 2024, el ICE objeta que se trate como un racionamiento eléctrico no programado, señalando que se trató de una maniobra de control y operación manual ante un estado anormal, para no agotar las reservas energéticas. Recalca que este tipo de maniobras están reguladas técnicamente y que llamarlo racionamiento genera confusión e incertidumbre en la población. Señala que las condiciones de ese día fueron provocadas por desviaciones debidas a indisponibilidades, déficit hídrico y variabilidad del recurso fuente, lo que llevó a utilizar intensivamente la reserva terciaria y aplicar desconexión manual de carga como acción técnica de control.

En relación con los 140 MW contratados en 2024, se indica que la CGR omite que la contratación responde a una necesidad identificada en los estudios técnicos de planeamiento de la expansión de la generación, y que tales bloques no sustituyen la capacidad instalada en términos de potencia, sino que forman parte de una estrategia integral de respaldo, desempeño y confiabilidad para asegurar la atención de la demanda.

Finalmente, el ICE rechaza categóricamente la conclusión de la CGR de que su gestión propició la materialización del riesgo de racionamiento, y que trasladó costos acumulados a las tarifas del 2025. Por el contrario, sostiene que las acciones tomadas estuvieron orientadas a garantizar la continuidad del servicio no solo para el 2024, sino para los años 2025-2028, mediante coordinación interdisciplinaria y articulación con entes competentes.

DFOE-SOS-0301

4

19 de junio de 2025

**Criterio del Área:** En primer término, en relación con el alegato del ICE sobre el retiro de dos unidades térmicas de 68 MW de la Planta Térmica Moín, debe señalarse que el resultado contenido en el informe se fundamenta en la revisión integral de los estudios técnicos proporcionados por la misma institución durante el desarrollo de la auditoría, en respuesta a solicitudes de información formalmente tramitadas. Así las cosas, en su recurso el ICE no aporta nueva evidencia que contradiga o invalide el resultado alcanzado por el Órgano Contralor, sino que, por el contrario, los insumos técnicos mencionados respaldan lo concluido por este.

En particular, la “Evaluación del impacto operativo por retiro de unidades Planta Térmica Moín”, elaborada por la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico en agosto de 2020, advierte que retirar un tercio de la capacidad de dicha planta generaría afectaciones a la confiabilidad del sistema eléctrico para el año 2024. En dicho documento se indica expresamente que “con el retiro de 2 unidades, se adelantan las fallas con un faltante en la semana 20 del 2024 (mayo)” y que “restablecer esa confiabilidad requiere inversiones para restituir en el 2024 la capacidad retirada”. El análisis concluye que, aunque el retiro implicaría una leve reducción en costos operativos o de combustible, este efecto se ve contrarrestado por un aumento en el costo de falla, resultando en un mayor costo total neto. Asimismo, se advierte que depender del Mercado Eléctrico Regional (MER) para compensar dicha capacidad conlleva riesgos operativos, por lo que se recomendó desarrollar una inteligencia de mercado adecuada y mantener planes de contingencia ante posibles cambios desfavorables en las condiciones externas, como la contratación de plantas de respaldo de rápida implementación.

Por su parte, el Plan de Expansión de la Generación (PEG 2020) también evaluó la posible reducción de capacidad de la Planta Moín, encontrando que el retiro de dos unidades adelantaba en un año la necesidad de nuevas inversiones, requiriéndose más de 100 MW adicionales en 2024 y un aumento en el costo del plan de hasta USD 65 millones. Estos resultados refuerzan la necesidad de cautela en la toma de decisiones sobre la desincorporación de infraestructura de respaldo térmico.

A lo anterior se suma lo señalado en el informe técnico “Eficiencia operativa, en atención a correo del 2 de agosto de la Gerencia de Electricidad”, elaborado por la División Generación y la Dirección de Planificación y Sostenibilidad en agosto de 2022. Este documento subraya que el complemento térmico existente es indispensable y que promover un desarrollo renovable sin consolidar adecuadamente los mecanismos de respaldo puede derivar en errores de planificación con consecuencias graves para la seguridad energética del país. Se advierte que decisiones como el retiro de unidades térmicas, aunque financieramente atractivas, pueden degradar la seguridad energética en el corto y mediano plazo, en contextos en los que no existe margen de respuesta ante eventos fortuitos. Se enfatiza,

DFOE-SOS-0301

5

19 de junio de 2025

además, que las responsabilidades por eventuales racionamientos recaen en los planificadores y en la autoridad técnica del sector.

Este mismo informe señala que la decisión de retiro adoptada a finales del 2020 se sustentó en una percepción errónea sobre la suficiencia del parque térmico, influida por condiciones hidrológicas favorables en años anteriores. No obstante, los estudios existentes demostraban que sustituir las unidades retiradas incrementaría el costo de expansión de generación a partir de 2024. De igual forma, se indica que los resultados del Índice de Condición de las seis unidades revelaban que todas se encontraban en condiciones de continuar operando y recibiendo mantenimiento sin restricciones, con calificaciones superiores a 7, lo que, desde la perspectiva de una adecuada gestión de activos, desmiente cualquier supuesto de obsolescencia. A este respecto, se aclara que un equipo se considera obsoleto únicamente cuando deja de cumplir su función o se acerca al fin de su vida útil conforme a análisis de vida remanente, condición que no aplicaba en el caso de las unidades retiradas. Además, no existía declaración de obsolescencia por parte de los proveedores respecto de repuestos o partes de reemplazo.

En consecuencia, el resultado contenido en el informe de auditoría se encuentra plenamente respaldado por los estudios técnicos analizados durante la auditoría, los cuales advierten sobre los impactos operativos, económicos y estratégicos del retiro anticipado de las unidades de Moín sin una planificación adecuada de la restitución de su capacidad ni de mecanismos de respaldo efectivos.

Por otra parte, en relación con el alegato del ICE sobre las exportaciones de energía al Mercado Eléctrico Regional (MER) realizadas en 2022, debe señalarse que el resultado formulado en el informe se sustenta en información oficial suministrada por la propia institución, así como en un análisis técnico realizado conforme al enfoque sugerido por el ICE durante las reuniones de trabajo sostenidas en el marco del proceso de auditoría. Por tanto, no se configura una omisión o descontextualización del fenómeno operativo, sino una valoración objetiva a partir de evidencia documentada y reconocida institucionalmente.

Al respecto, sobre la afirmación de que el aumento en la generación de la Planta Arenal respondió a la necesidad de evitar vertimientos ante el incremento en el nivel del embalse, se aclara que el ICE no aportó estudios técnicos ni otra evidencia que acreditara que, de no haberse generado o exportado electricidad desde dicha planta, el nivel del embalse habría alcanzado la cota máxima operativa de 546 m s. n. m., lo cual obligaría a realizar vertimientos. Por el contrario, en el oficio ICE-0510-0520-2023, remitido a la Contraloría General el 1 de junio de 2023, la propia institución reconoce que las principales cuencas hidrográficas del país presentaban condiciones deficitarias desde octubre de 2022, mes que climatológicamente corresponde al pico de lluvias. En dicho documento, se indican registros mínimos históricos en las cuencas de Arenal, Cachí, Angostura y Reventazón, y se señala expresamente que diciembre de 2022 fue el mes más seco del registro histórico en la

DFOE-SOS-0301

6

19 de junio de 2025

cuenca de Arenal desde 1977. Estas condiciones, reconocidas por el propio ICE, evidencian que ya se perfilaba un escenario de escasez hídrica al momento de las exportaciones y refuerza la necesidad de conservar los recursos disponibles para atender una eventual disminución sostenida en el aporte natural.

Adicionalmente, según lo comunicado por el ICE a la CGR mediante correo electrónico del 4 de diciembre de 2024 y el resumen de entrevista al encargado del grupo de hidroclimatología del ICE, se identificó un patrón climático relevante con base en el comportamiento histórico desde 1950, señalando la probabilidad de que, tras un evento de La Niña intenso y prolongado como el que se encontraba finalizando en 2022, se presentara un fenómeno de El Niño de forma consecutiva. Aunque en ese momento El Niño no era aún el escenario predominante según los modelos internacionales, su probabilidad venía en aumento, lo cual fue comunicado por la Unidad de Hidroclimatología a la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE).

En cuanto al alegato de que las exportaciones no dependieron del complejo hidroeléctrico ARDESA, se aclara que el análisis realizado por la Contraloría General para identificar el origen de la energía exportada fue definido conforme al criterio técnico recomendado por el propio ICE. En reuniones sostenidas, funcionarios de esa institución indicaron que el análisis debía basarse en los nodos de inyección y no en la asignación directa por planta. Atendiendo esa recomendación, mediante oficio DFOE-SOS-0880 del 5 de diciembre de 2024, se solicitó al ICE el detalle de las exportaciones horarias correspondientes a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2022, incluyendo los nodos de inyección en que se registraron los excedentes energéticos y las plantas que aportaron energía a dichos nodos en los momentos específicos. Asimismo, se ofreció a la entidad la posibilidad de proponer un enfoque alternativo para el análisis, pero no lo hicieron.

Mediante oficio del 13 de diciembre de 2024, el ICE proporcionó la información requerida, a partir de la cual fue posible identificar con claridad los momentos en que la energía generada por la planta Arenal respaldó exportaciones al MER durante el periodo señalado. Por tanto, no resulta procedente alegar que el análisis realizado carece de fundamento técnico, toda vez que fue desarrollado conforme a los lineamientos metodológicos propuestos por la propia institución y con base en datos oficiales suministrados directamente por esta.

En tal sentido, no se aportaron durante el proceso de auditoría ni en el recurso interpuesto, elementos técnicos alternativos ni resultados cuantitativos distintos que contradigan el hallazgo señalado en el informe. Tampoco se presentó un análisis propio por parte del ICE que justificara, desde una perspectiva de riesgo y eficiencia operativa, que las exportaciones realizadas en ese contexto no comprometieron el abastecimiento futuro ni la disponibilidad de recurso hídrico almacenado. Por su parte, el resultado obtenido por la Contraloría General se encuentra debidamente respaldado en evidencia técnica y

DFOE-SOS-0301

7

19 de junio de 2025

documental, y fue construido conforme a parámetros de análisis sugeridos por la propia institución fiscalizada.

En cuanto a la calificación del evento ocurrido el 9 de mayo de 2024 como racionamiento eléctrico, resulta necesario indicar que, de conformidad con la información contenida en el informe técnico del evento ocurrido el 9 de mayo de 2024, durante esa jornada se presentó una condición operativa crítica, producto de diversas limitaciones en la disponibilidad de generación. Ante dicha situación, y con el propósito de preservar la reserva energética para garantizar la continuidad del servicio en los días siguientes, el ICE procedió a aplicar una desconexión de carga, lo cual implicó una reducción efectiva en la demanda nacional y la interrupción del suministro a determinados usuarios.

La desconexión ejecutada respondió directamente a la insuficiencia de generación para atender la demanda prevista, situación que se ajusta al contenido del concepto de racionamiento eléctrico. Se trató de una actuación aplicada por el operador del sistema, que tuvo como consecuencia la interrupción del servicio a usuarios finales debido a la falta de recursos suficientes. Por lo tanto, el calificativo del evento como una maniobra técnica de control no excluye que se configure un supuesto de racionamiento, en este caso tal y como se mencionó en el informe, un racionamiento no programado.

En consecuencia, la utilización del término racionamiento resulta procedente, en tanto describe de manera objetiva un hecho operativo en el cual se configuró una desconexión forzosa del suministro como consecuencia directa de la insuficiencia de generación disponible. La desconexión de carga fue una acción planificada y ejecutada para gestionar un déficit de energía proyectado y sostenido, especialmente para el día siguiente, y no solo una respuesta a una falla puntual del sistema. Por lo tanto, se rechaza el alegato en tanto el objetivo de conservar las reservas de los embalses para futuros déficits apunta a una estrategia de racionamiento de recursos.

Por otra parte, en cuanto al alegato del ICE, según el cual la contratación de 140 MW de respaldo térmico en el año 2024 responde a una estrategia integral de confiabilidad identificada en los estudios de planeamiento de la expansión de la generación, y no constituye una sustitución de capacidad instalada, corresponde aclarar que el resultado señalado en el informe evidencia una realidad distinta, fundada en los propios antecedentes técnicos disponibles desde el año 2020.

En efecto, el resultado establece que la contratación de dicho respaldo térmico arrendado respondió a una situación de inminente escasez energética, derivada no solo de las condiciones hidrológicas adversas, sino también de la pérdida de capacidad de respaldo térmico estructural provocada por el retiro anticipado de dos unidades de la Planta Térmica Moín, que representaban 68 MW de capacidad instalada y que, de no haberse

DFOE-SOS-0301

8

19 de junio de 2025

desincorporado, habrían estado disponibles para su integración al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el periodo crítico.

Tal como se documenta en el informe, desde el año 2020 existían estudios técnicos como la “Evaluación del impacto operativo por retiro de unidades Planta Térmica Moín” que advertían que la salida de estas unidades afectaría la confiabilidad del sistema a partir de 2024, recomendando actuar con cautela y disponer de planes de contingencia ante eventuales cambios negativos en las condiciones operativas. No obstante, en el oficio n.º 0610-018-2025 del 17 de enero de 2025, remitido por el ICE a la Contraloría General, se confirma que no se elaboraron tales planes, ya que la institución consideró que no se identificaban riesgos.

Adicionalmente, resulta relevante destacar que la contratación de los 140 MW de respaldo térmico se tramitó bajo condiciones de urgencia, lo cual resulta incompatible con la naturaleza de una estrategia previamente planificada y estructurada, como lo plantea el recurrente. La utilización de un mecanismo excepcional de contratación responde a una necesidad inmediata e imprevista, por lo que no puede formar parte de un esquema integral anticipado de aseguramiento del suministro eléctrico. Esta contradicción entre el mecanismo de contratación seleccionado y la argumentación expuesta por el ICE refuerza lo señalado en el informe respecto de la falta de previsión estratégica y de respuesta institucional oportuna ante riesgos advertidos desde años anteriores.

En este contexto, la contratación de los bloques de energía térmica en 2024 no puede considerarse como parte aislada de una estrategia previamente planificada, sino como una respuesta reactiva a una condición de riesgo que había sido oportunamente advertida, pero no gestionada adecuadamente. Por tanto, con base en la información analizada dicha contratación se constituye también en una consecuencia directa del retiro anticipado de capacidad térmica propia, en contraposición con lo afirmado por el recurrente, y refuerza el resultado señalado en el informe respecto de las decisiones estratégicas adoptadas por el ICE y su impacto en la confiabilidad del sistema.

En virtud de lo expuesto, esta Área concluye que los resultados señalados en el informe recurrido se encuentran debidamente fundamentados en evidencia técnica verificable, documentos oficiales y criterios aplicables, habiendo sido construidos mediante un proceso metodológico riguroso y transparente. Los argumentos planteados por el ICE no desvirtúan las observaciones formuladas, ni aportan elementos nuevos que permitan modificar los hallazgos identificados por el Órgano Contralor. Por el contrario, muchas de las afirmaciones contenidas en el recurso confirman o refuerzan los elementos ya considerados en el análisis realizado. En consecuencia, se mantiene la validez del informe y la procedencia de los señalamientos formulados en el informe de fiscalización.

DFOE-SOS-0301

9

19 de junio de 2025

**POR TANTO**

Con sustento en las consideraciones de hecho y de derecho que son fundamento de esta resolución, y lo establecido en los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, ordinales 347, 349 y 350 de la Ley General de la Administración Pública, Ley n.º 6227, y numeral 33 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, Ley n.º 7428; **SE RESUELVE:**

**I. DECLARAR SIN LUGAR** el recurso de revocatoria presentado por el señor Verny Rojas Vásquez, en su condición de Gerente de Electricidad contra el informe n.º DFOE-SOS-IAD-00002-2025, sobre la Gestión y Regulación de los Recursos de Generación Eléctrica.

**II.**Trasladar el expediente administrativo n.º CGR-INAU-2024000764 al Despacho de la Contralora General de la República, a efecto de que pueda ser resuelto el recurso de apelación en subsidio interpuesto. **NOTIFÍQUESE.**

Atentamente,

Lía Barrantes León  
**Gerente de Área**

Bryan Guevara Gómez  
**Fiscalizador Asociado**

 **Firmado digitalmente**  
Valide las firmas digitales

EAM/pmt

Ce: Expediente  
G-P: 2024000678-3  
Ni: 10564-2025