

**EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN
REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA
PRESENTE CERTIFICA:**

Que tiene a la vista la Resolución No. CRIE-02-2026, emitida el veintinueve de enero de dos mil veintiséis, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-02-2026

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que el 24 de noviembre de 2025, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la resolución CRIE-33-2025, publicada en su página web el 28 de noviembre de 2025.

II

Que el 12 de diciembre de 2025, EDECSA-GT, S. A., presentó ante la CRIE recurso de reposición en contra de la resolución CRIE-33-2025, a través del señor Miguel Ángel Cuéllar Gómez en su calidad de Gerente General y Representante Legal de la referida empresa.

III

Que el 17 de diciembre de 2025, la CRIE mediante el auto RR-CRIE-33-2025-EDECSA-SE-01-2025, acusó de recibido el recurso de reposición presentado por EDECSA-GT, S. A. en contra de la resolución CRIE-33-2025. Asimismo, se le previno al recurrente que completara los requisitos contemplados en el numeral 1.8.7 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) para la admisión de su recurso.

IV

Que el 18 de diciembre de 2025, mediante nota sin número de referencia, EDECSA-GT, S. A. aportó la información requerida en el auto RR-CRIE-33-2025-EDECSA-SE-01-2025.

CONSIDERANDO

I

Que en el artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) se establecen, entre otros fines, los siguientes: “*(...) b) Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. // (...) f) Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...). // g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.*”.

II

Que de conformidad con el artículo 19 del Tratado Marco, “*La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia. (...)*”. Adicionalmente, el literal p) del artículo 23 del mismo instrumento jurídico asigna a la CRIE la facultad de: “*Conocer mediante recurso de Reposición, las impugnaciones a sus resoluciones.*”.

III

Que el numeral 1.11.1 del Libro IV del RMER dispone que: “*Los agentes del Mercado Eléctrico Regional -MER-, OS/OMS, el EOR o los Organismos Reguladores Nacionales podrán impugnar y solicitar la revocación de las resoluciones de la CRIE que tengan carácter particular o general, respecto de las cuales tengan un interés directo o indirecto y por considerar que el acto afecta derechos e intereses o contravenga normas jurídicas que regulan el Mercado Eléctrico Regional. (...)*”. Asimismo, el numeral 1.11.4 del referido Libro contempla que: “*(...) El recurso de reposición contra resoluciones de carácter general no tendrá efecto suspensivo (...)*”. Por su parte, el numeral 1.11.6 del Libro IV del RMER establece lo siguiente: “*El Secretario Ejecutivo de la CRIE, dentro del plazo de 3 días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente al momento de presentarse el recurso, deberá acusar recibo del mismo. La CRIE, dentro del plazo de treinta (30) días, contados a partir del día hábil siguiente al acuse de recibo del recurso o del vencimiento del plazo otorgado al recurrente para subsanar el recurso, mediante resolución motivada, resolverá el recurso interpuesto (...)* // *En ningún caso operará el silencio positivo frente a recursos de reposición contra resoluciones de carácter general emitidas por la CRIE.*”. Por último, el numeral 1.11.7.2 del mismo Libro señala: “*La CRIE, en la resolución del recurso de reposición contra resoluciones de carácter general, podrá derogar total o parcialmente la resolución*

recurrida. La resolución que se dicte en ese sentido, deberá ser publicada para que entre en vigor y comenzará a surtir sus efectos al día hábil siguiente.”.

IV

Que en cuanto a los aspectos formales y de fondo del recurso de reposición interpuesto por EDECSA-GT, S. A., se hace el siguiente análisis:

1) ANÁLISIS DEL RECURSO POR LA FORMA

a) Naturaleza del recurso y sus efectos

La resolución CRIE-33-2025 impugnada por **EDECSA-GT, S. A.**, es de carácter general por lo que le es aplicable lo establecido en el literal “*p*” del artículo 23 del Tratado Marco y el apartado 1.11 del Libro IV del RMER.

Por la naturaleza de la resolución impugnada, el recurso interpuesto no tiene efecto suspensivo. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.4 del Libro IV del RMER.

b) Temporalidad del recurso

La resolución CRIE-33-2025 fue publicada el 28 de noviembre de 2025. Tomando en consideración lo establecido en el numeral 1.11.2 del Libro IV del RMER, el plazo para interponer el recurso contra una resolución de carácter general es de 20 días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente a su publicación, plazo que en este caso vencía el 6 de enero de 2026. Siendo que **EDECSA-GT, S. A.** presentó el recurso de reposición el 12 de diciembre de 2025, se ha verificado que el recurso ha sido interpuesto dentro del plazo establecido para el efecto.

c) Legitimación

De acuerdo con lo establecido en el apartado 1.11 del Libro IV del RMER, **EDECSA-GT, S. A.** resulta destinatario del acto impugnado y ha manifestado tener interés en el asunto, por lo que se encuentra legitimado para actuar en la forma como lo ha hecho.

d) Representación

El señor Miguel Ángel Cuéllar Gómez actúa en su calidad de Gerente General y Representante Legal de EDECSA-GT, S. A., calidad que es acreditada con Acta Notarial del 25 de mayo de 2022 inscrita en el Registro Mercantil de la República de Guatemala el 30 de mayo de 2022.

e) Plazo para resolver el recurso

De conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.6 del Libro IV del RMER, para resolver el recurso la CRIE cuenta con el plazo de 30 días calendario, contados a partir del día hábil siguiente al acuse de recibo del recurso o del vencimiento del plazo otorgado al recurrente para subsanar el recurso; derivado de lo anterior, el plazo para resolver el recurso vence el martes 3 de febrero de 2026, el cual podrá ser extendido hasta por 60 días calendario adicionales, en caso de que se requiera practicar pruebas adicionales y dentro del cual, además de su diligencia y práctica, deberá concedérsele a las partes un plazo para presentar sus alegatos.

2) ANÁLISIS DEL RECURSO POR EL FONDO

A continuación, se exponen los argumentos y peticiones presentados por EDECSA-GT, S. A., y el respectivo análisis por parte de esta Comisión:

1. “PRIMERO En General, se identifica que el análisis de la CRIE, contenido en la sección II del CONSIDERANDO XI de la Resolución CRIE-33-2025, presentan (sic) inconsistencias de fondo y no entran a analizar ni a concluir sobre el punto específico (sic) y razón del reclamo de EDECSA-GT,S.A., en tanto que; el precio marginal del nodo ‘1124’ del área de control de Guatemala, no respetó el precio de la oferta de flexibilidad de inyección del Contrato Firme (CF) ubicada en dicho nodo, efecto de fondo que dio origen a la valorización incorrecta de la TPNC asignada a EDECSA-GT, S.A. Todo lo contrario, el análisis de la CRIE se dedica a investigar los hechos de contexto generados por las acciones de los OSOM y el EOR, y en (sic) análisis de los precios marginales solamente entra a justificar el precio marginal del nodo ‘58304’ del área de control de Costa Rica, que si (sic) respetó la oferta de oportunidad de inyección ubicada en dicho nodo, y que fue la despachada para abastecer el retiro firme del CF en cuestión, este mismo análisis no se observa para el nodo 1124.

En otras palabras, la CRIE sólo analiza aspectos que nunca han sido reclamados por EDECSA-GT, S.A., como; a) el actuar de los OSMO (sic) y EOR ante situaciones de emergencia, b) la obligación de abastecer los Retiro (sic) Requeridos de los CF, c) el despacho de la oferta de oportunidad de inyección en Costa Rica que abasteció el Retiro Firme del CF ante la indisponibilidad de generación en Guatemala, c) la obligación de pago del vendedor de CF por compras en el Mercado de Oportunidad Regional cuando su oferta de flexibilidad no fue despachada, d) y otros.

El reclamo de EDCSA-GT, S.A. (sic) siempre ha sido que el precio marginal del nodo 1124 en Guatemala, no respectó (sic) el precio de oferta, violentando la

voluntad de EDEC SA-GT, S.A. de comprar energía en el Mercado de Oportunidad Regional para el abastecimiento del Retiro Requerido de su CF.

Si el resultado del precio marginal en el nodo 1124 hubiera sido el correcto, es decir igual o menor que el precio de oferta en dicho nodo, el diferencial de precios nodales entre los nodos 58304 y el 1124 (congestión por restricciones en el modelo), es decir el CVT entre ambos nodos, hubiera sido cubierto por los Derechos de Transmisión firmes asociados al CF en cuestión, a través de la Renta de Congestión, y trasladándose dicho ‘sobre costo’ a la Cuenta General de Compensación (CGC) dedicada al pago de dichas (sic) Renta de Congestión. Tal como se solicitó en los petitios de la nota de EDCSA-GT (sic), S.A. del 6 de mayo de 2025”.

Análisis CRIE:

El argumento del recurrente en cuanto a que “el análisis de la CRIE, contenido en la sección II del CONSIDERANDO XI de la Resolución CRIE-33-2025, presentan (sic) inconsistencias de fondo y no entran a analizar ni a concluir sobre el punto específico (sic) y razón del reclamo de EDEC SA-GT, S.A.” carece de fundamento, toda vez que el reclamo planteado por EDEC SA-GT, S. A. (tramitado bajo el expediente CRIE-SG-06-2025) versa sobre la determinación del precio marginal y la consecuente valorización de las Transacciones Programadas No comprometidas en Contratos (TPNC), aspectos que, conforme al funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), únicamente pueden ser analizados a partir de una revisión integral de los procesos relacionados a la operación de dicho mercado, la cual incluye, entre otras, las causas de la reducción de generación por parte de la República de Guatemala, la entrada de los insumos operativos, el modelo de optimización regional y la conciliación de los montos resultantes.

Al respecto, el análisis efectuado por la CRIE tomó en cuenta los insumos utilizados por el Operador Regional para la ejecución del Predespacho y Redespacho Regional correspondientes a los días de operación 29 y 30 de abril de 2025. En particular, se tuvo en consideración lo indicado por el propio Ente Operador Regional (EOR) en su informe técnico¹, en el cual mencionó que “la oferta de inyección de los CF asociados no contaba con disponibilidad de generación en el Predespacho Nacional para cubrir el compromiso contractual”², situación que impidió que dicha oferta resultara disponible para efectos del despacho regional.

¹ El EOR mediante la nota con número de referencia EOR-DE-31-10-2025-525, adjuntó el “Anexo I. Informe técnico para la atención de la nota CRIE-SE-GM-GJ-205-22-09-2025”, en el marco de la solicitud presentada por EDEC SA-GT, S. A., tramitada bajo el expediente CRIE-SG-06-2025.

² Resolución CRIE-33-2025 (página 12).

Como parte del análisis de la situación efectuado por la CRIE, se revisó el caso y la restricción de generación que menciona el EOR de forma general para todos los agentes con Contratos Firmes (CF) con inyección declarada desde Guatemala, en aplicación al principio de igualdad y no discriminación previsto en la regulación regional, y se realizó un diagnóstico integral, considerando no solo la solicitud del agente, sino la complejidad global del asunto, tomando en cuenta los factores operativos, regulatorios y económicos involucrados.

Dada esta situación, se solicitó información al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) sobre el caso; en respuesta, el AMM informó que, en uso de sus facultades y amparado en la regulación nacional vigente aplicable a la operación del sistema eléctrico de Guatemala, actuó debido a condiciones críticas en las que no se contaba con recursos disponibles para cubrir la demanda nacional y los compromisos fuera del área de control de Guatemala³, por lo que procedió a realizar las solicitudes de redespacho respectivas modificando su Predespacho Nacional.

Dicha actuación fue evaluada por esta Comisión, tal y como se muestra en la resolución recurrida, en la cual se indicó que: “*el déficit de generación informado por el AMM y la prioridad dada al suministro interno, según las normas nacionales, se reflejaron adecuadamente en el modelo regional como una situación de disponibilidad limitada.*”⁴. Este hecho constituye un elemento importante para comprender los resultados del modelo y, en particular, la determinación de los precios marginales observados.

Ahora bien, con el propósito de verificar la integridad del modelo y sus resultados, en la resolución recurrida se procedió a revisar los precios y cálculos de los montos reclamados. Como resultado de ello, en la misma resolución se mencionó que los montos en concepto de TPNC, como las presentadas en las ofertas de flexibilidad de inyección del nodo 1124 para el caso analizado, “*derivan de la necesidad de conciliar operaciones no cubiertas por las partes involucradas en compromisos contractuales entre agentes. El diseño del modelo prioriza el retiro de los Contratos Firmes, mientras que la inyección se considera una oferta de oportunidad; si esta última no es despachada al valor del compromiso contractual, el inyector debe asumir su pago para solventar el desbalance energético generado.*”⁵.

En ese contexto, no es correcto afirmar que el precio marginal del nodo 1124 del área de control de Guatemala “*no respetó*” el precio de la oferta de flexibilidad de inyección declarada por el recurrente. La regulación regional no establece que el precio marginal de un nodo deba coincidir con el precio ofertado por un agente específico, sino que dicho precio es el resultado del proceso de optimización del despacho regional, considerando

³ Resolución CRIE-33-2025 (página 13).

⁴ Resolución CRIE-33-2025 (página 19).

⁵ Resolución CRIE-33-2025 (página 17).

las restricciones del sistema y las ofertas efectivamente disponibles y despachables. En el caso analizado, la oferta de flexibilidad asociada a los Contratos Firmes con inyección desde Guatemala no contaba con disponibilidad de generación declarada para el MER, razón por la cual no podía incidir en la determinación del precio marginal en el nodo 1124.

Por otra parte, el análisis relativo al nodo 58304 del área de control de Costa Rica resulta necesario para explicar la determinación del precio marginal aplicable al nodo 1124 del área de control de Guatemala, en tanto que las ofertas ubicadas en dicho nodo fueron las que efectivamente marginaron en el Redespacho Regional y abastecieron el retiro firme de los Contratos Firmes declarados, ante la indisponibilidad de generación en Guatemala. En un sistema de precios nodales, el precio ex-ante en un nodo refleja el costo marginal de la energía que efectivamente satisface el retiro correspondiente, independientemente de que dicha energía provenga de otro nodo que sí tenga ofertas de inyección disponibles.

Ante ello, se debe señalar que los nodos del área de control de Guatemala, incluido el 1124, toman su precio ex-ante en forma de precio sombra de la oferta ubicada en el nodo 58304, y esta a su vez representa el costo de la energía provista por la oferta en dicho nodo para satisfacer el retiro de los CF con inyección desde Guatemala que no contaban con capacidad de generación. Esto se explica en la resolución impugnada de la siguiente manera: *“Los marginales resultantes del modelo de optimización del Redespacho Regional reflejan las ofertas de oportunidad presentadas por los agentes del MER, las cuales se destinan, en primer lugar, a satisfacer la demanda inflexible de los Contratos Firmes y, posteriormente, a cubrir las pérdidas del sistema y demás transacciones del mercado. Tal es el caso en el cual las ofertas marginales del área de control de Costa Rica marginaron y abastecieron parte de los Contratos Firmes mencionados (...).”*

En consecuencia, la TPNC asignada a EDECsa-GT, S. A. responde a la aplicación de las reglas vigentes del mercado ante la indisponibilidad de generación declarada y no a un error en el modelo ni a una valorización incorrecta. Asimismo, tampoco lleva razón la afirmación del recurrente en cuanto a que, de haberse obtenido un precio marginal en el nodo 1124 igual o menor al precio de su oferta, la diferencia de precios nodales habría sido cubierta por los Derechos de Transmisión Firmes asociados al CF, a través de la renta de congestión y trasladada a la Cuenta General de Compensación (CGC) como *“sobre costo”*. Tal planteamiento parte de una hipótesis que desconoce que la asignación de TPNC responde a la falta de cobertura contractual de las transacciones firmes de retiro resultantes, situación que no puede subsanarse mediante la renta de congestión ni por un traslado a la CGC ya que no está contemplada como instrumento de cobertura de costos de energía.

Por todo lo anterior, se estima que la resolución CRIE-33-2025 sí analizó el aspecto central del reclamo planteado por EDECsa-GT, S. A., trámited bajo el expediente CRIE-SG-06-2025, identificándose que el precio marginal observado en el nodo 1124 fue

el resultado del funcionamiento regular del modelo de optimización regional conforme a los insumos disponibles, y que la valorización de las TPNC se realizó en estricto apego a la regulación regional.

2. “SEGUNDO Con base en el análisis de la CRIE, contenido en el numeral 2 de la sección II del CONSIDERANDO XI de la Resolución CRIE-33-2025, ‘Periodo 2 (del 29 al 30 de abril de 2025) – Redespachos solicitados por el AMM (Guatemala)’ a continuación se exponen elemento (sic) de hecho que revelan que el análisis de la CRIE carece de fundamento

a) En relación con lo siguiente indicado: ‘Los marginales resultantes del modelo de optimización del Predespacho Regional reflejan las ofertas de oportunidad presentadas por los agentes del MER, las cuales se destinan, en primer lugar, a satisfacer la demanda inflexible de los Contratos Firmes y, posteriormente, a cubrir las pérdidas del sistema y demás transacciones del mercado. Tal es el caso en el cual las ofertas marginales del área de control de Costa Rica marginaron y abastecieron parte de los Contratos Firmes mencionados, como se muestra en la Tabla 2. Las TPNC derivan de la necesidad de conciliar operaciones no cubiertas por las partes involucradas en compromisos contractuales entre agentes. El diseño del modelo prioriza el retiro de los Contratos Firmes, mientras que la inyección se considera una oferta de oportunidad; si esta última no es despachada al valor del compromiso contractual, el inyector debe asumir su pago para solventar el desbalance energético generado. En el caso analizado, la oferta no disponía de capacidad de generación. b) (sic) y el compromiso de entrega en el punto de retiro se mantenía vigente.’ El resaltado es propio.

Lo señalado por la CRIE es incorrecto, en tanto que, el precio marginal del del (sic) nodo 1124 de área de control de Guatemala, donde se ubicaba la oferta de inyección de oportunidad del CF de EDECSA-GT, S.A. (oferta de flexibilidad), no refleja el valor económico de dicha oferta. El análisis de la CRIE solamente contempla el nodo 58304 de Costa Rica y no contempla el nodo 1124 de Guatemala. En efecto, el inyector debe asumir su pago para solventar el desbalance energético, pero siempre y cuando dicho pago no violenta su oferta de precio para este efecto (oferta de flexibilidad) ”.

Análisis CRIE:

En cuanto a lo argumentado por el recurrente relativo a que el análisis efectuado por la CRIE para el período del 29 al 30 de abril de 2025 carece de fundamento, se debe indicar que en la resolución recurrida, esta Comisión explicó que los precios marginales

resultantes del modelo de optimización del Predespacho Regional reflejan las ofertas de oportunidad que son efectivamente despachadas para abastecer, en primer término, los retiros asociados a los Contratos Firmes y, posteriormente, las demás transacciones del mercado, conforme al diseño vigente del MER.

Sobre este punto, cabe resaltar que la literatura especializada define los precios marginales locales como la suma de tres componentes: el costo marginal de generación, los costos de congestión y el costo marginal de las pérdidas; y menciona que, al utilizar precios marginales locales, compradores y vendedores experimentan el precio real de entregar energía en las distintas ubicaciones del sistema de transmisión. Por otra parte, se establece que la diferencia en los precios marginales locales aparece cuando las líneas se encuentran congestionadas⁶.

En ese sentido, el precio marginal que se observa en un nodo no constituye una manifestación directa del valor económico de la oferta individual de un agente, sino el resultado del despacho óptimo bajo las restricciones de generación y transmisión existentes en el sistema.

Ahora bien, se debe indicar que, en los modelos de optimización nodal, incluido el aplicado en el MER, el precio marginal corresponde al costo de la última central generadora requerida para satisfacer la demanda, cuyo costo variable (incluidos combustible, operación variable y emisiones, entre otros) determina el precio aplicable a todas las unidades despachadas en un determinado período de mercado. En consecuencia, dicho precio no constituye una manifestación directa de la voluntad económica individual de los agentes, sino el resultado del despacho óptimo bajo las restricciones de generación. En este contexto, cuando no existe generación disponible declarada en un nodo específico, una oferta económica, aun cuando sea formalmente válida, carece de incidencia en el proceso de determinación del precio.

Partiendo de lo anterior, el planteamiento del recurrente según el cual el precio marginal del nodo 1124 del área de control de Guatemala debió reflejar el valor económico de la oferta de flexibilidad de EDECSA-GT, S. A. solo sería atendible si dicha oferta hubiese contado con respaldo físico de generación efectivamente disponible para el MER; sin embargo, tal como se expuso en la resolución recurrida, el AMM en su calidad de operador del sistema y mercado eléctrico de Guatemala, declaró una disponibilidad de generación igual a cero para los puntos de medida asociados a la inyección de CF desde Guatemala.

En consecuencia, el modelo regional no contaba con un recurso de generación de energía físicamente disponible en el nodo 1124 que pudiera marginar en el despacho, por lo que

⁶ Shahidehpour, Mohammad, Yamin, Hatim, y Li, Zuyi. *Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management*. John Wiley & Sons, Inc.2002.

no resulta técnicamente posible que el precio marginal del referido nodo se determinara a partir de la oferta de flexibilidad presentada por EDEC SA-GT, S. A., independientemente del precio declarado. Ello obedece a que el modelo de optimización regional utiliza como insumos las disponibilidades de generación declaradas en el Predespacho Nacional, y no puede asignar valor económico, para efectos de la determinación del precio, a recursos de generación que no se encuentran disponibles conforme a dichos insumos.

Por otra parte, en relación con la afirmación de que la CRIE solo consideró el nodo 58304 de Costa Rica y omitió el análisis del nodo 1124 de Guatemala, es importante precisar que, en un esquema de precios nodales, el foco del análisis no se encuentra necesariamente en el nodo donde se pretendía inyectar la energía, sino en el nodo o conjunto de nodos desde los cuales se abasteció efectivamente el retiro firme. El nodo 58304 fue relevante porque allí se ubicó el recurso de generación que marginó y permitió satisfacer el retiro del CF ante la indisponibilidad de generación en Guatemala; además es de aclarar que entre el nodo de inyección del CF y el nodo que poseía la oferta de inyección que marginó existió solamente diferencia de precios nodales por marginal de pérdidas sin presentar congestión. Analizar dicho nodo no implica desconocer el nodo 1124, sino reconocer que este último no aportó energía al MER y, por tanto, no pudo incidir en la formación del precio marginal y tomó su precio del que efectivamente proveyó la energía.

En cuanto a lo argumentado por el recurrente sobre que “*el inyector debe asumir su pago para solventar el desbalance energético, pero siempre y cuando dicho pago no violente su oferta de precio para este efecto (oferta de flexibilidad)*”, se debe indicar que efectivamente el agente debe asumir el pago asociado al desbalance energético; sin embargo, la condicionante introducida en la segunda parte de su planteamiento, relativa a que dicho pago no supere el precio de su oferta de flexibilidad, carece de sustento en el diseño normativo y operativo del MER.

De conformidad con el referido diseño, el EOR incorpora en el predespacho la energía requerida de los CF como retiros físicos obligatorios a ser programados, los cuales únicamente pueden ser reducidos como consecuencia de restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la Red de Transmisión Regional (RTR) o por la aplicación de los criterios regionales de calidad, seguridad y desempeño, conforme el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.

En ese sentido, el retiro firme debe ser cubierto, ya sea mediante la oferta de flexibilidad, siempre que exista generación disponible efectivamente despachable y que sea económicamente factible; o en su defecto, a través del Mercado de Oportunidad, al precio del recurso que efectivamente abastece al MER, aun cuando dicho precio resulte superior al correspondiente a la oferta de flexibilidad que no cuenta con capacidad de generación disponible.

En consecuencia, los pagos asociados al desbalance no constituyen una violación de la oferta económica del agente, pues corresponden a la materialización de un riesgo comercial inherente al CF desde la perspectiva de la parte vendedora. Trasladar ese riesgo a la demanda o limitar el precio aplicable al valor de la oferta de flexibilidad implicaría modificar el esquema de asignación de riesgos previsto en el diseño del mercado y la regulación regional vigente que puede provocar la socialización de costos derivados de relaciones económicas entre agentes del mercado. Desde esta perspectiva, lo señalado por la CRIE en la resolución CRIE-33-2025 resulta consistente con el diseño regulatorio del MER y con la lógica de los modelos de precios nodales.

3. “c) En relación con lo siguiente indicado: ‘De acuerdo con el ‘INFORME DE DISEÑO DE DETALLE DEL MER’ (versión final, Revisión III, de octubre de 2004), ‘Es la parte vendedora quien asume el riesgo comercial de precios en el Mercado de Oportunidad Regional para cumplir su compromiso contractual, siempre que sea técnicamente factible y con independencia del precio del Mercado de Oportunidad Regional que resulte para la atención del compromiso en el nodo de retiro. Los Derechos de Congestión y las Ofertas por Servicios de Transmisión reducen el riesgo en lo que se refiere a la transmisión’. En consecuencia, desde el inicio del mercado se dictaminó que, una vez establecido el compromiso contractual, la responsabilidad de asumir los costos necesarios para garantizar el cumplimiento del retiro bajo el Contrato Firme recae sobre la parte vendedora y no corresponde a costos del sistema, lo cual difiere de lo expuesto por EDECSA-GT, S.A., quien argumenta que ‘de ninguna manera son riesgos naturales atribuibles a los Agentes, sino que son resultados de errores en el modelo de predespacho del MER’. El resultado es propio.

El análisis anterior de la CRIE, omite señalar que el riesgo comercial que asume todo agente en la compra y venta de energía en el Mercado de Oportunidad Regional, está determinado por la regulación regional con base en los precios nodales marginales, de tal forma que es incorrecto indicar que dicho riesgo es independiente de dichos precios, el concepto marginal establece que el precio o costo en un nodo, está determinado por el costo en que se incurre para abastecer un incremento marginal de demanda en dicho nodo, de tal forma que en el nodo 1124 dicho valor debió ser (sic) limitado por la oferta de inyección del CF (oferta de flexibilidad), de lo contrario, si el precio marginal del nodo 1124 supera la oferta de inyección, dicha oferta debió ser despachada (sic), pero no fue así, debido a la restricción de generación en dicho nodo, estableciéndose un (sic) solución no óptima (sic) ni correcta del modelo de optimización del predespacho regional”.

Análisis CRIE:

El planteamiento del recurrente parte de que el riesgo comercial asumido por los agentes en el Mercado de Oportunidad Regional se materializa a través de los precios nodales marginales. Al respecto, corresponde precisar que, si bien el precio nodal refleja el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en un nodo determinado, dicho costo marginal solo puede formarse a partir de recursos de generación técnicamente disponibles y despachables.

En ese sentido, el precio nodal no constituye una referencia abstracta ni un derecho económico derivado de la sola presentación de una oferta, sino el resultado de una solución factible del modelo bajo las restricciones físicas declaradas. Tal como se expuso en la resolución recurrida, el “*INFORME DE DISEÑO DE DETALLE DEL MER*” (versión final, Revisión III, de octubre de 2004), establece que: “*Es la parte vendedora quien asume el riesgo comercial de precios en el Mercado de Oportunidad Regional para cumplir su compromiso contractual, siempre que sea técnicamente factible y con independencia del precio del Mercado de Oportunidad Regional que resulte para la atención del compromiso en el nodo de retiro. Los Derechos de Congestión y las Ofertas por Servicios de Transmisión reducen el riesgo en lo que se refiere a la transmisión.*”.

Con base en lo anterior, no resulta correcto afirmar que los precios nodales deban necesariamente quedar limitados por una oferta de inyección que carece de respaldo físico. Por el contrario, la regulación regional vincula el riesgo comercial del agente a los precios nodales que resultan del despacho efectivo, no a los precios ofertados que no pueden materializarse por indisponibilidad de generación. El riesgo, por tanto, no se define únicamente por el nivel del precio nodal, sino por la combinación entre el precio de oferta y la factibilidad técnica.

Respecto a la afirmación de que, si el precio marginal del nodo 1124 superaba la oferta de inyección del CF, dicha oferta debió haber sido despachada, corresponde indicar que tal conclusión solo sería válida en ausencia de restricciones de generación. En los modelos de optimización aplicables al MER, una oferta solo puede ser despachada si cumple simultáneamente con dos condiciones: ser económicamente competitiva y ser técnicamente viable. En el caso analizado, la restricción de generación declarada en el nodo 1124 eliminó la viabilidad técnica de la oferta de flexibilidad asociada, según el numeral 5.2.3 del Libro II del RMER, lo que impidió que el modelo la considerara como recurso marginal, aun cuando su precio fuese inferior al de otros nodos.

Desde esta óptica, la solución obtenida por el modelo de predespacho regional corresponde a una solución óptima condicionada a las restricciones vigentes. Cuando la disponibilidad de generación en un nodo es cero, el modelo no puede, por definición, despachar la oferta asociada a ese nodo ni utilizarla para determinar el precio marginal, sin incurrir en una violación de las restricciones físicas del sistema.

Una solución solo podría calificarse como “*no óptima ni correcta*” si el modelo de optimización contraviniere sus propias reglas, ignorara restricciones declaradas o aplicara de manera incorrecta los criterios establecidos en la regulación regional, circunstancias que no se presentaron en el caso analizado. Por el contrario, el modelo resolvió conforme a los insumos disponibles y a las restricciones vigentes durante los días de operación considerados, tal y como lo menciona el EOR en el “*Informe técnico para la atención de nota CRIE-SE-GM-GJ-205-22-09-2025*” de la siguiente forma: “*Este comportamiento está asociado a la falta de disponibilidad de generación en los puntos de medida vinculados a los contratos firmes de Guatemala, lo que obligó al modelo a despachar ofertas de oportunidad de inyección del MOR a precios más altos*”.

Por su parte, se debe indicar que el argumento del recurrente confunde el concepto de óptimo con el de un resultado deseable para el agente. El hecho de que el precio resultante sea superior a la oferta de flexibilidad no implica que el modelo sea incorrecto, sino que el modelo de Predespacho Regional debió recurrir a recursos alternativos para abastecer el retiro del CF, trasladando el costo correspondiente al agente vendedor de este contrato, conforme al diseño del mercado y lo dispuesto en el apartado A4.1 del Anexo 4 del Libro II del RMER. Desde esta perspectiva, la conclusión de la CRIE en la resolución CRIE-33-2025 es consistente con el concepto marginal, con la teoría de optimización y con la asignación de riesgos prevista en la regulación regional desde el diseño del mercado.

En consecuencia, la formación del precio nodal con base en el costo del recurso que efectivamente abastece al MER, aun cuando dicho precio resulte superior al valor declarado en la oferta de flexibilidad, no constituye una distorsión del mercado ni una solución no óptima del modelo de predespacho, sino una aplicación consistente de las reglas vigentes y una manifestación del riesgo comercial que corresponde asumir al agente en el mercado regional.

4. “*d) En relación con lo siguiente indicado: ‘Por lo tanto, el déficit de generación informado por el AMM y la prioridad dada al suministro interno, según las normas nacionales, se reflejaron adecuadamente en el modelo regional como una situación de disponibilidad limitada. Esto justificó los resultados económicos y técnicos que se observaron en los redespachos de abril, y no se ha detectado ningún incumplimiento del marco normativo regional ni errores en el funcionamiento o desarrollo del modelo de Predespacho Regional por parte del EOR al aplicar la información proveniente del operador nacional’*

El análisis de la CRIE no lleva la razón, en tanto que, en un modelo nodal toda restricción produce un efecto de congestión entre los nodos afectados por la restricción, de tal forma que el nodo 1124 al estar afectado por la restricción de

generación (exportación), debió haber marginado con el precio de su oferta y el resto de nodos no afectados (fuera de la restricción) con el precio de la oferta despacha (sic) en el nodo 58304, estableciéndose una congestión entra (sic) ambas área de la red, y de esta forma el CVT debió reflejar dicha congestión, que a su vez debió ser cubierta por los (sic) Rentas de Congestión (sic) los DF y no haberse producido el cobro de sobre costos que fueron propios del despacho en condiciones críticas.”.

Análisis CRIE:

El planteamiento del recurrente parte de la premisa de que toda restricción en un modelo nodal debe necesariamente generar un efecto de congestión entre nodos, lo cual no resulta consistente con la teoría de precios nodales ni con el funcionamiento de los modelos de optimización aplicables al Mercado Eléctrico Regional.

De acuerdo con la teoría económica que sustenta los modelos de despacho nodal, las diferencias de precios nodales surgen únicamente cuando existen restricciones activas en la red de transmisión. En particular, se establece que, si alguna línea está congestionada, los precios marginales locales variarán de un bus a otro, mientras que en ausencia de restricciones de flujo los precios marginales locales serán iguales en todos los buses (sin incluir el marginal de pérdidas)⁷.

En este contexto, conviene traer a colación lo planteado a la luz de las condiciones de Kuhn-Tucker⁸, particularmente la condición de holgura complementaria, conforme a la cual las restricciones de generación forman parte del conjunto de condiciones que determinan la factibilidad del despacho, dado que el problema se resuelve sujeto a límites de generación de las unidades, pero dichas restricciones no generan por sí mismas diferencias nodales de precios, ya que al encontrarse en su límite superior o inferior de generación no puede representar costo incremental. En consecuencia, la indisponibilidad o limitación de generación no constituye un fenómeno de congestión de transmisión ni puede justificar diferencias de precios nodales asociados a cargos por congestión.

Dado esto, el argumento del recurrente incurre en una confusión conceptual relevante al equiparar una restricción de generación (indisponibilidad física) con una restricción de red. En los modelos de despacho nodal, la congestión económica que da lugar a rentas de congestión y a diferencias de precios entre nodos se produce cuando existe capacidad de generación disponible que no puede ser utilizada debido a limitaciones en la red de transmisión. En el caso analizado en la resolución impugnada, la limitación no se originó

⁷ Shahidehpour, Mohammad, Yamin, Hatim, y Li, Zuyi. *Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management*. John Wiley & Sons, Inc. 2002.

⁸ Zhu, Jizhong. *Optimization of power system operation*. Segunda edición. John Wiley & Sons, Inc. 2015.

en la red regional, sino en la indisponibilidad de generación declarada en el área de control de Guatemala.

Bajo estas condiciones, el nodo 1124 no se encontraba frente a una congestión de exportación causada por la red, sino frente a una imposibilidad de inyectar energía al MER por la restricción de generación declarada por el operador nacional. En ausencia de generación disponible, el nodo no puede marginar con el precio de su oferta, ya que el concepto de marginalidad presupone la existencia de un recurso capaz de incrementar su producción ante un aumento marginal de los retiros. Cuando dicha condición no se cumple, el nodo queda, en términos económicos, excluido del conjunto de recursos marginales, y su precio se determina indirectamente a partir de los nodos desde los cuales sí es posible abastecer los retiros.

Por esta razón, no resulta técnicamente correcto afirmar que debió establecerse una congestión entre el nodo 1124 y el nodo de retiro del CF. El nodo 58304 marginalizó porque fue el recurso efectivamente disponible para cubrir el retiro firme del CF ante la indisponibilidad de la generación en el nodo 1124. En este escenario, no existe un par de nodos separados por una restricción de transmisión que genere rentas de congestión, sino una sustitución de abastecimiento por indisponibilidad de generación.

En virtud de lo anterior, el Costo Variable de Transmisión (CVT) no puede cubrir una congestión de la red regional, en este caso, ya que no hubo restricciones en la infraestructura de transmisión que limitaran los flujos eléctricos entre nodos. Las Rentas de Congestión y los Derechos Firmes de Transmisión están diseñados para cubrir costos asociados a restricciones de la red, no para absorber costos derivados de déficits de generación o de la priorización de la demanda interna en un área de control nacional.

Finalmente, los costos por TPNC observados según el recurrente son el resultado económico óptimo con los recursos disponibles en el Mercado de Oportunidad Regional, ante la falta de generación disponible en el nodo originalmente asociado al contrato. En este sentido, el análisis desarrollado en la resolución CRIE-33-2025 es consistente con la teoría de precios nodales y con el diseño del mercado, al distinguir correctamente entre congestión de red e indisponibilidad de generación, y al asignar los costos conforme a dicha distinción.

5. “e) En relación con lo siguiente indicado: ‘Ahora bien, en relación con la resolución CRIE-08-2025, vigente desde el 1 de mayo de 2025 y cuyo periodo de implementación fue establecido a solicitud de los participantes de la Consulta Pública CP-03-2024, corresponde efectuar las siguientes precisiones, tomando en consideración lo señalado por EDEC SA-GT, S.A. sobre dicha resolución en su

nota del 6 de mayo de 2025. Por ejemplo, el comentario presentado por el CND-ETESA en el marco de dicha consulta señala: ‘Adicionalmente, una vez el EOR publique dicho procedimiento, previo a su entrada en vigor, será necesario que se les otorgue a los OS/OMs un tiempo prudente con el fin de coordinar las modificaciones a las normativas nacionales’, por lo tanto, no resultaba procedente establecer una disposición transitoria respecto de esta implementación.’

Es importante indicar que la medida de mitigación, ante la problemática ya conocida a que se enfrentaban los agentes, era la de instruir al EOR documentar los casos y aplicar las acciones retroactivas correspondiente (sic) y no dejar a los agentes expuestos ante el riesgo ya identificado en la Resolución CRIE-08-2025.”.

Análisis CRIE:

Es importante indicar, en primer término, que la resolución CRIE-08-2025 constituye una disposición de carácter general, emitida en el ejercicio de las potestades regulatorias de la CRIE, orientada a fortalecer y perfeccionar el marco procedural aplicable a situaciones futuras del MER. Su adopción no implica el reconocimiento de una “problemática” ni la identificación de un “riesgo” que justifique la aplicación de “acciones retroactivas” sobre hechos ocurridos bajo un marco normativo distinto.

Desde una perspectiva jurídica y regulatoria, la emisión de modificaciones normativas forma parte del funcionamiento ordinario del regulador y responde a la evolución natural del mercado y a la experiencia operativa acumulada. Este ejercicio de mejora continua no descalifica ni invalida los resultados obtenidos bajo el marco normativo previamente vigente, el cual resultaba plenamente aplicable al período objeto del presente recurso.

En ese contexto, resulta pertinente referirse a lo expuesto por Robina Ramírez y Candela Talavero⁹, sobre el principio de seguridad jurídica. Según estos autores, este principio es una piedra angular en la actuación administrativa, mismo que se define como la certeza y legalidad en las normas, la jerarquía y publicidad normativa, la irretroactividad de las disposiciones, y la interdicción de la arbitrariedad.

Este principio se manifiesta en la necesidad de que la Administración actúe de manera coherente y previsible, promoviendo que los administrados puedan conocer de antemano las consecuencias jurídicas de las normas aplicables. Los autores antes mencionados

⁹ Robina Ramírez, Rafael y Candela Talavero, José Enrique. *Ética y seguridad jurídica en la actuación contractual de la Administración Pública*. Revista Empresa y Humanismo / Vol. XIX / N°2 / 2016 / 153-178. Consultado el 7 de marzo de 2024 en: <https://revistas.unav.edu/index.php/empresa-y-humanismo/article/download/6840/6002/>

resaltan la importancia de la seguridad jurídica para garantizar la previsibilidad de la norma y promover la confianza en la misma, lo que abarca aspectos como la no retroactividad y la exhaustividad de los actos administrativos.

En esa misma línea, si bien es claro que la seguridad jurídica no evita el cambio normativo, ni protege de modo absoluto la inmutabilidad de la norma¹⁰, es esencial reconocer que, para proveer a los administrados de esta seguridad, los ajustes normativos deben respetar ciertos principios indispensables. Entre estos, destaca la irretroactividad, que como lo exponen Tamariz Aguilar y Giler Vélez en su artículo “*El Principio de Irretroactividad en materia administrativa*”¹¹, es un principio fundamental en la Administración Pública, asegurando que los actos y normas administrativas generalmente no tienen efectos retroactivos (*ex nunc*), lo que es crucial para la seguridad jurídica y la confianza ciudadana.

Aplicado lo anterior al caso concreto, resulta claro que la resolución CRIE-08-2025 no fue concebida ni adoptada como un mecanismo correctivo de situaciones pasadas, ni como una respuesta a actuaciones del EOR o de los operadores nacionales, sino como una medida regulatoria orientada a fortalecer la regulación regional. En consecuencia, dicha resolución no puede ser utilizada como fundamento para revisar, modificar o recalcular resultados económicos derivados de la aplicación de la normativa vigente con anterioridad a su entrada en vigor.

Los agentes actuaron bajo reglas conocidas y vigentes, además bajo un mecanismo que ha existido desde el diseño y operación de los Contratos Regionales con prioridad de suministro; y el regulador tiene la responsabilidad de preservar la previsibilidad del mercado. En el diseño del mercado, el riesgo asociado a la indisponibilidad de la inyección vinculada a un CF recae en la parte vendedora. Aplicar una acción retroactiva trasladaría ese riesgo a la demanda regional, modificando *ex post* el equilibrio económico previsto en la normativa aplicable.

Asimismo, no todos los agentes enfrentan los mismos eventos ni formulan solicitudes de revisión en condiciones equivalentes, por lo que una corrección *ex post* para situaciones específicas podría dar lugar a tratamientos diferenciados, aun cuando el marco normativo haya sido aplicado de forma uniforme. En ese sentido, el regulador debe preservar un marco de actuación que evite precedentes que fragmenten el mercado o generen incentivos para reclamos sucesivos sobre hechos ya consolidados.

¹⁰ Esto en palabras de Laguna, José Carlos. *Derecho Administrativo Económico*. Tercera Edición. Editorial Aranzadi. 2020.

¹¹ Tamariz Aguilar, María de Lourdes y Josselyn Nicolle Giler Vélez. *El Principio de Irretroactividad en materia administrativa*. UDA Law Review. Consultado el 7 de marzo de 2024, en: <https://50.uazuay.edu.ec/index.php/udalawreview/article/download/610/920>

Sobre la base de lo expuesto, se debe indicar que la resolución CRIE-08-2025 no introduce un parámetro de legalidad aplicable al período objeto del presente recurso, ni habilita la revisión de resultados pasados. En consecuencia, es de reiterarse que su finalidad es estrictamente prospectiva y se orienta a fortalecer la gestión de situaciones futuras, sin afectar la validez de los actos adoptados conforme a la regulación vigente al momento de los hechos. Por tanto, mantener incólumes los resultados derivados de la aplicación de las reglas vigentes es una actuación coherente con los principios de seguridad jurídica, estabilidad regulatoria y buena administración del mercado.

6. “f) En relación con lo siguiente indicado: ‘Asimismo, es relevante señalar que la mejora normativa introducida mediante la resolución CRIE-08-2025 incorporó la posibilidad de operar el Contrato Firme en situaciones donde el generador asociado a la oferta de inyección correspondiente no disponga de capacidad de generación disponible al MER. En consecuencia, este mecanismo permanece vigente como una alternativa contemplada dentro del mercado; de modo que, a diferencia de lo manifestado por EDEC SA-GT, S.A., (sic)

g) (sic) constituye una herramienta integrada en el diseño del mercado y continúa disponible para quienes opten por hacer uso de ella. Por ello, no resulta procedente calificarla como ‘errores en el modelo de predespacho del MER’, según la definición de EDEC SA-GT, S.A.’

Se aclara que, el error en el modelo señalado por EDEC SA-GT, S.A, es que el precio marginal de cada nodo debe en todo momento considerar y respetar las ofertas de los agentes, situación que no se dio en el nodo 1124 en los casos expuestos, la ‘solución’ que ofrece la Resolución CRIE-08-2025 no es de fondo, sino que es una medida administrativa para poner o quietar (sic) el CF, ante las situaciones restrictivas del caso, es decir es una medida paliativa pero no resolutiva del problema que los precios nodales no están marginando adecuadamente, la solución definitiva debe funcionar sin necesidad de quitar los CF ante las situaciones críticas de transmisión y generación en cuestión.”.

Análisis CRIE:

El argumento de que el precio marginal de cada nodo debe en todo momento considerar y respetar las ofertas de los agentes introduce una interpretación que no es consistente con la teoría ni con la práctica de los modelos de optimización nodal. En dichos modelos, las ofertas económicas son un insumo relevante, pero solo inciden en la formación del precio cuando son técnica y físicamente despachables. El precio marginal es el resultado del costo del recurso que efectivamente puede abastecer un incremento marginal de

demandas bajo las restricciones vigentes. Cuando una oferta no cuenta con respaldo físico, como ocurrió en el nodo 1124 debido a la indisponibilidad de generación declarada, el modelo no puede ni debe utilizarla para formar el precio, sin incurrir en una solución técnicamente inviable.

El hecho de que una oferta no haya sido considerada para marginalizar no obedece a un defecto algorítmico o conceptual del modelo, sino a la aplicación correcta de las restricciones de generación informadas oportunamente al EOR por parte del operador nacional. Exigir que el precio nodal respete una oferta aun cuando no puede ser despachada implicaría forzar al modelo a ignorar restricciones, lo cual sí constituiría una solución incorrecta desde el punto de vista técnico.

En cuanto a la afirmación de que la resolución CRIE-08-2025 constituye únicamente una medida administrativa paliativa y no una solución de fondo, es importante precisar el alcance regulatorio de dicha resolución, la cual no fue concebida para corregir una supuesta falla en la formación de precios nodales. Su finalidad es dotar al mercado de una herramienta adicional de gestión contractual frente a escenarios de indisponibilidad de generación, permitiendo una operación más ordenada y respaldada del CF en situaciones críticas. Este mecanismo queda a disposición de los agentes que deseen cumplir con su compromiso contractual, asumiendo los costos inherentes.

Desde una perspectiva regulatoria, la incorporación de este tipo de herramientas constituye una mejora estructural dentro del diseño del mercado, con la cual no se busca que el mercado funcione sin restricciones, sino que funcione coherentemente con las restricciones físicas reales del sistema. Pretender una solución que permita que los precios nodales siempre marginalicen las ofertas asociadas a CF, aun en escenarios de indisponibilidad de generación o restricciones severas, implicaría trasladar el riesgo físico y operativo a otros agentes pudiendo afectar incluso a la demanda regional, cuando corresponden a la parte vendedora del contrato.

Adicionalmente, la afirmación del recurrente de que “*la solución definitiva debe funcionar sin necesidad de quitar los CF*” desconoce que los Contratos Firmes, en el diseño del MER, no eliminan las restricciones físicas del sistema, sino que priorizan el retiro firme y asignan el riesgo de respaldo a la parte vendedora. La resolución CRIE-08-2025 mantiene este principio e introduce una alternativa para administrar situaciones extremas de forma explícita y transparente, sin distorsionar la formación de precios ni la asignación de riesgos.

En síntesis, el planteamiento de EDECSA-GT, S. A. confunde una expectativa económica con un supuesto error del modelo. En el caso analizado en la resolución recurrida, el modelo de precios nodales operó conforme a sus reglas y restricciones, evidenciándose que, ante la ausencia de respaldo físico, no resultaba posible marginalizar la oferta presentada. Asimismo, en lo que se refiere a la resolución CRIE-08-2025, debe aclararse

que la misma no buscaba corregir precios, sino fortalecer el marco operativo del MER frente a limitaciones reales del sistema, en consistencia con el diseño regulatorio vigente.

7. “*TERCERO Con base en el análisis de la CRIE, contenido en el numeral 3 de la sección II del CONSIDERANDO XI de la Resolución CRIE-33-2025, ‘En cuanto al petitorio de EDECsa-GT, S.A.’ a continuación se exponen elemento (sic) de hecho que revelan que el análisis de la CRIE carece de fundamento.*

a) En relación con lo siguiente indicado en la sección ‘1) Sobre la solicitud de determinar que los sobrecostos son incorrectos y no deben asignarse al Agente del CF’ que dice: ‘Desde la perspectiva técnica, no se identificaron errores en el funcionamiento del modelo de optimización ni en la aplicación de la regulación regional por parte del EOR; los precios marginales y las TPNC resultan consistentes con las condiciones de limitada disponibilidad de generación declaradas por el operador nacional. En ese sentido, no se cuenta con elementos técnicos que permitan calificar dichos costos en el Mercado de Oportunidad como ‘incorrectos’ ni, por ende, excluir su asignación al agente que declaró la oferta de inyección, en los términos solicitados por EDECsa-GT, S.A. ’

Mismo (sic) comentarios de la sección anterior”

Análisis CRIE:

En relación con lo expuesto por el recurrente sobre el numeral “*TERCERO*”, esta Comisión observa que el planteamiento formulado no introduce elementos nuevos de hecho ni de derecho respecto de los argumentos ya analizados en las secciones anteriores del presente recurso. El propio recurrente expresamente señala: “***Mismo (sic) comentarios de la sección anterior***”, sin desarrollar un razonamiento adicional ni aportar elementos técnicos o jurídicos que permitan controvertir de manera específica lo concluido por la CRIE en la resolución CRIE-33-2025.

Por lo anterior, tomando en consideración que, sobre este punto, el recurrente no aporta argumentos adicionales de valoración y tratándose de un planteamiento reiterativo, esta Comisión se remite a lo resuelto en los apartados precedentes del análisis por el fondo.

8. “*b) En relación con lo siguiente indicado en la sección ‘2) Sobre la solicitud de reasignar los sobrecostos a los CVT netos y trasladarlos a la CGC’ que dice: ‘El Cargo Variable de Transmisión neto (CVT neto) es parte de los cargos por uso y*

remuneración del servicio de transmisión regional, conforme al RMER. Este cargo es determinado por el modelo de optimización del Predespacho Regional y calculado en la conciliación diaria programada, y no le corresponde cubrir los riesgos comerciales derivados del suministro de la energía para cumplir con los compromisos contractuales. Tal como se establece en la regulación regional, la exposición a precios del MOR en el cumplimiento de Contratos Firmes corresponde a la parte vendedora, siempre que exista viabilidad técnica para su atención, y no constituye un costo del sistema trasladable al cargo de transmisión. A la luz de lo anterior, y considerando que los costos en el Mercado de Oportunidad observados en abril de 2025 derivan del tratamiento de las ofertas de inyección de CF sin respaldo de capacidad nacional, declaración (sic)

c) (sic) que se originó en el operador del área de control de Guatemala y fue procesada por el EOR conforme al RMER, no se identifica un fundamento normativo que justifique trasladar esos montos al CVT neto ni a la Cuenta General de Compensación del MER (CGC). Hacerlo implicaría cargar a la demanda regional un costo que deriva de decisiones operativas y comerciales específicas. En consecuencia, desde el punto de vista técnico y regulatorio, no resulta procedente recomendar la reasignación de los supuestos sobrecostos solicitada en el inciso ii) del petitorio.'

El análisis de la CRIE es incorrecto, El (sic) Cargo Variable de Transmisión neto (CVT neto) es el instrumento que integra todos los efectos económicos asociados a las pérdidas y congestiones derivadas de las restricciones en el modelo para determinar los precios nodales, y la Renta de Congestión es el instrumento que le da cobertura a los DF y CF para cubrir los (sic) CVT neto que resultado (sic) entre sus nodos de inyección y retiro, por lo tanto, si el precio del nodo 1124 hubiera sido correcto, como se ha explicado líneas arriba, el CVT neto debió recoger los costos entre ambos nodos y la RC cubrirllos como corresponde al contar con DF. ”.

Análisis CRIE:

Al respecto de lo expuesto por el recurrente, resulta imperativo indicar que la literatura especializada en el tema define la renta de congestión, desde un punto de vista marginal, como la variación en el costo total de la demanda antes y después de la construcción de infraestructura de transmisión¹², es decir, cuando la red limita el despacho de generación disponible y económicamente más eficiente. En consecuencia, la conclusión planteada por el recurrente, se sustenta de una condición que no se cumplió en el caso analizado en la resolución impugnada, dado que la diferencia de precios entre el nodo 1124 y el nodo de retiro no tuvo origen en una congestión de la red regional, entendida como una

¹² Harris, Chris. *Electricity markets: Pricing, structures and economics*. John Wiley & Sons, Ltd. 2006.

limitación de transmisión que impide utilizar generación disponible y económicamente más barata, sino en una indisponibilidad efectiva de generación en el nodo de inyección declarada en el Predespacho Nacional.

Esta situación fue prevista desde el diseño del mercado que menciona lo siguiente: “*En cada hora el producto de la diferencia del precio entre dos nodos de la RTR y el flujo de energía entre ellos genera un cargo asociado a las pérdidas marginales y a las limitaciones de la red (congestión), dicho cargo se conoce como el Cargo Variable de Transmisión*”¹³, lo cual es congruente con la literatura antes citada, denotando que esta diferencia de precios nodales se debe a limitaciones de red (congestión) y no corresponde a limitaciones de disponibilidad de generación.

En los eventos analizados, el elemento determinante no fue una congestión de la red regional que bloqueó una inyección disponible en el nodo 1124, sino una indisponibilidad de generación declarada en el Predespacho Nacional (0 MW) para los puntos asociados a la inyección. Si el recurso no está físicamente disponible, el modelo no elige no despacharlo por congestión; simplemente no puede utilizarlo. En ese escenario, la diferencia de precios observada no es una señal económica de congestión de la RTR entre el nodo 1124 y el nodo de retiro del CF, sino el costo de abastecer el retiro del CF desde otros recursos disponibles. En términos de diseño de mercado, eso corresponde a un riesgo de respaldo de la parte vendedora del CF, no a un costo sistémico de transmisión.

La renta de congestión, a su vez, cubre Derechos Firmes (DF) cuando existe congestión de transmisión, ya que no está concebida para absorber costos derivados de déficits de generación o de decisiones nacionales de priorización de demanda interna que reducen la disponibilidad de generación para exportación.

Finalmente, la premisa del recurrente según la cual “*si el precio del nodo 1124 hubiera sido correcto*” el CVT neto debió recoger los costos entre nodos, parte de la suposición de que dicho nodo podía formar el precio a partir de la oferta de flexibilidad. En un modelo nodal, esa formación solo procede si la oferta puede ser despachada. Con disponibilidad declarada cero, como ocurrió en el caso analizado en la resolución recurrida, el modelo no tiene base para permitir que el precio del nodo 1124 sea limitado por esa oferta. Por tanto, el razonamiento que pretende trasladar los costos observados al CVT neto y a la CGC no resulta aplicable al presente caso, al tratar una indisponibilidad de generación como si fuese un fenómeno de congestión de transmisión, cuando las mismas corresponden a circunstancias distintas desde el punto de vista técnico y regulatorio.

¹³ KEMA Consulting – ISA. *Informe de diseño de detalle del MER (Versión final, Revisión III)*. Proyecto SIEPAC, Unidad Ejecutora del Proyecto. 2004.

9. “*QUINTO Con base en el análisis de la CRIE, contenido en el numeral 4 de la sección II del CONSIDERANDO XI de la Resolución CRIE-33-2025, ‘Sobre la solicitud de audiencia ante la Junta de Comisionados’ a continuación se exponen elemento (sic) de hecho que revelan que el análisis de la CRIE carece de fundamento.*

En relación con lo siguiente indicado: ‘Adicionalmente, EDECSA-GT, S.A. solicitó ser recibida en audiencia por la Junta de Comisionados de la CRIE para exponer directamente sus argumentos. Inicialmente, se identificó que la solicitud presentada por la referida empresa no desarrollaba de manera suficiente la exposición de hechos y fundamentos, lo cual impedía contar con los elementos mínimos necesarios para sustentar un intercambio productivo en el marco de una audiencia. En virtud de lo anterior, se consideró que previo a cualquier audiencia, el asunto debía ser conocido y analizado, toda vez que el caso sometido a esta Comisión reviste una alta complejidad técnica y regulatoria; lo anterior, con el fin de contar con un sustento claro que permitiera a la Junta de Comisionados deliberar con todos los elementos de juicio necesarios. Por esta razón, se estimó pertinente dar trámite formal a la petición de EDECSA-GT, S.A. mediante la apertura del expediente CRIE-SG-06-2025, con el fin de realizar requerimientos de información complementaria, que permitieran robustecer el análisis del caso y contar con mayores insumos técnicos y jurídicos. No obstante, una vez efectuado el análisis técnico y regulatorio del caso, y constatado que no existen elementos que respalden la procedencia del petitorio formulado, con la información que se recabó por parte de esta Comisión en el marco del expediente CRIE-SG-06-2025, se considera que en esta oportunidad, no se amerita la realización de una audiencia ante la Junta de Comisionados’

La CRIE es una institución creada por el Tratado Marco para regular el funcionamiento del mercado y sus agentes, por lo que, para ejercer sus funciones debe considerar la opinión de los agentes y tener una política de puertas abiertas para escuchar de primera mano los problemas que enfrenta (sic) los agentes, más aún, cuando el problema se considera regulatorios (sic), por esto, REINTERAMOS (sic) NUEVAMENTE nuestra solicitud de audiencia para exponer los fundamentos que respaldan nuestro reclamo.”.

Análisis CRIE:

En relación con lo manifestado por el recurrente, se debe indicar que esta Comisión, en su condición de organismo regulador creado por el Tratado Marco, ejerce sus funciones con apego a principios de buena gobernanza regulatoria, transparencia y apertura al

diálogo con los agentes del mercado. En ese marco, la CRIE reconoce que el intercambio de criterios y la escucha activa constituyen buenas prácticas regulatorias que contribuyen a la calidad de la toma de decisiones, particularmente en asuntos de elevada complejidad técnica y normativa.

No obstante, en el marco de la solicitud de carácter general presentada inicialmente por EDECSA-GT, S. A., y que dio lugar a la apertura del expediente CRIE-SG-06-2025 y a la posterior emisión de la resolución CRIE-33-2025, esta Comisión estimó que, con base en el análisis técnico y regulatorio efectuado y la información recabada en dicha etapa, no resultaba necesario otorgar una audiencia ante la Junta de Comisionados, criterio que fue debidamente motivado en la resolución recurrida.

Sin perjuicio de lo anterior, y considerando que la solicitud de audiencia fue reiterada por el recurrente en el marco del recurso de reposición interpuesto contra la resolución CRIE-33-2025, esta Comisión procedió a valorar nuevamente dicha solicitud, atendiendo criterios de oportunidad regulatoria, transparencia, buena administración y adecuada motivación de las decisiones, así como analizando las particularidades de la etapa recursiva, la complejidad de los planteamientos formulados y la conveniencia regulatoria de contar con una exposición directa de los argumentos del agente recurrente.

Como resultado de dicha valoración, se entiende que, dentro del ejercicio ordinario de las funciones regulatorias, pueden incorporarse de manera complementaria prácticas institucionales orientadas a fortalecer el proceso decisivo, sin que ello implique la alteración de las reglas procedimentales aplicables ni el reconocimiento de derechos automáticos.

En consecuencia, se estimó oportuno conceder la audiencia solicitada en esta etapa del procedimiento, como un mecanismo orientado a fortalecer la deliberación de la Junta de Comisionados y a enriquecer la motivación de la decisión que se adopte.

En su petitorio el recurrente solicita, entre otras cosas, lo siguiente:

“Reponer la Resolución CRIE 33-2025, a efectos de derogar el punto resolutivo PRIMERO, y reconsiderar los petitorios presentados por EDECSA-GT, S.A., mediante la nota de fecha 6 de mayo de 2025, en tanto que los análisis de la CRIE expuestos en los considerandos de la mencionada resolución recurrida, presentan inconsistencias de fondo y no entran a analizar ni a concluir el punto específico y razón del reclamo, sobre por qué el precio marginal del nodo 1124 no respetó la oferta de inyección de flexibilidad presente en dicho nodo; siendo todo lo

contrario, que dicho análisis de la CRIE rodea este hecho con otros aspectos menos relevantes, como se describe en nuestros fundamentos de hecho.”.

Análisis CRIE:

En relación con la solicitud del recurrente de reponer la resolución CRIE-33-2025 y derogar su punto resolutivo PRIMERO, del análisis técnico y jurídico desarrollado en el presente documento se concluye que no se acreditan inconsistencias de fondo en los considerandos de la resolución impugnada que justifiquen su reposición. Por el contrario, la CRIE analizó de manera integral la operación del modelo de optimización del predespacho regional, desde la incorporación de los insumos remitidos por los operadores nacionales hasta la conciliación económica de las transacciones, determinándose que el modelo funcionó conforme a la normativa regional vigente y bajo las restricciones físicas efectivamente declaradas.

Respecto del señalamiento del recurrente relativo a que el precio marginal del nodo 1124 del área de control de Guatemala no respetó la oferta de flexibilidad de inyección, tal y como se explicó líneas atrás, dicho nodo no contaba con generación disponible durante los períodos analizados, conforme a la información declarada por el Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala en el Predespacho Nacional. En consecuencia, desde un punto de vista técnico, la oferta de flexibilidad asociada a dicho nodo carecía de respaldo físico y, por tanto, no podía incidir en la formación del precio marginal, el cual se determinó con base en los recursos efectivamente despachables que abastecieron el retiro firme del CF.

En cuanto a la afirmación de que la CRIE rodeó lo referente al nodo 1124 con otros hechos menos relevantes, se aclara que el enfoque analítico e integral respondió a la lógica propia de los precios nodales, en los cuales el precio se forma a partir del recurso marginal que efectivamente abastece la demanda. Con base en esta lógica, correspondía examinar lo relacionado con el nodo 58304, toda vez que allí se ubicó la oferta que marginalizó y permitió satisfacer el retiro firme ante la indisponibilidad de generación en Guatemala.

En virtud de todo lo anterior, y con fundamento en los análisis y consideraciones desarrollados en el presente documento, se concluye que no resulta procedente reponer lo dispuesto en la resolución CRIE-33-2025, ni reconsiderar los petitorios formulados por el recurrente. En consecuencia, se estima pertinente confirmar en todos sus extremos la resolución impugnada, por cuanto la misma fue dictada en apego a la regulación regional, a la teoría de precios nodales y al diseño del Mercado Eléctrico Regional.

V

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE “*La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: // a) Cumplir y hacer*

cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. // (...) e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita; (...)".

VI

Que en reunión presencial número 206, llevada a cabo el 29 de enero de 2026, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el recurso interpuesto por EDECSA-GT, S. A., acordó: **1)** Declarar sin lugar el recurso de reposición presentado por dicho agente en contra de la resolución CRIE-33-2025; y **2)** Confirmar en todos sus extremos la resolución CRIE-33-2025.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con fundamento en los resultandos y considerandos que preceden, así como lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Reglamento Interno de la CRIE;

RESUELVE

PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR el recurso de reposición presentado por **EDECSA-GT, Sociedad Anónima** en contra de la resolución CRIE-33-2025.

SEGUNDO. CONFIRMAR en todos sus extremos la resolución CRIE-33-2025.

TERCERO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigor a partir de su publicación en la página web de la CRIE.

PUBLÍQUESE Y NOTIFIQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en veintiséis (26) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día lunes dos (2) de febrero de dos mil veintiséis (2026).

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo