

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 N° CRIE-33-2025, emitida el veinticuatro de noviembre de dos mil veinticinco, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-33-2025

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que en octubre de 2004, se emitió el *“INFORME DE DISEÑO DE DETALLE DEL MER”*, el cual constituye el soporte conceptual de las reglas contenidas en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Regional (MER).

II

Que el 29 de agosto de 2024, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la resolución CRIE-27-2024, mediante la cual ordenó el inicio de la Consulta Pública 03-2024 (CP-03-2024), correspondiente a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*.

III

Que el 27 de febrero de 2025, la CRIE emitió la resolución CRIE-08-2025, mediante la cual, entre otros aspectos, resolvió aprobar la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*, la cual entró en vigor a partir del Predespacho Regional del 1 de mayo de 2025. Como parte de esta modificación, se modificó el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), de la siguiente forma:

“Como una condición de firmeza el EOR deberá verificar que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor a la energía declarada, el agente inyector debió haber consignado en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada. La condición de energía requerida se modelará con:”

IV

Que el 15 de marzo de 2025 a las 23:35 horas, el Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. de Panamá (CND-ETESA) informó mediante su bitácora al Ente Operador Regional (EOR) sobre la existencia de un “*código negro*”¹ que desenergizó el sistema panameño, cuya causa preliminar fue un daño en la central Pan-Am.

V

Que el 16 de marzo de 2025, el CND-ETESA solicitó al EOR un Redespacho Regional para ese mismo día, comprendiendo desde la hora 8 hasta la 23, debido a una pérdida de generación local asociada a la central Pan-Am. Según lo indicado por el CND-ETESA, los puntos de inyección de dicha central registraban 0 MW de generación, con lo cual justificaron la solicitud de redespacho. Por otra parte, ese mismo día, ingresó al sistema una solicitud de Redespacho Regional para todas las horas del 17 de marzo, con base en la indisponibilidad de generación en la central Bahía Las Minas.

VI

Que el 28 de abril de 2025, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) manifestó la existencia de condiciones críticas en el sistema eléctrico guatemalteco. En virtud de lo anterior, el 29 de abril de 2025, dicho operador solicitó al EOR un Redespacho Regional por la indisponibilidad del bloque 6 de la central Magdalena, aplicándose la reducción de exportaciones desde las 12:00 horas.

VII

Que el 30 de abril de 2025, el AMM presentó una nueva solicitud de redespacho por la indisponibilidad del bloque 7 de la central Magdalena, que afectó los períodos de las 12:00 a las 23:00 horas, manteniéndose la suspensión de exportaciones durante ese intervalo.

VIII

Que el 6 de mayo de 2025, EDECSA-GT, Sociedad Anónima (EDECSA-GT, S.A.) mediante nota sin número de referencia, presentó ante la CRIE un formal reclamo contra los resultados del modelo de optimización del Predespacho Regional publicados por el EOR a partir de las 11:00 horas del 29 de abril de 2025 y hasta las 21:59 horas del 30 de abril de 2025, debido a que dichos resultados son incorrectos y no cumplieron la voluntad de las ofertas económicas de los agentes, provocando que se aplicaran cargos indebidos a los agentes que declararon Contratos Firmes con componente de inyección en el área de control de Guatemala.

¹ Término utilizado por el CND-ETESA refiriéndose a una situación de colapso del suministro eléctrico en el Sistema Eléctrico de Panamá.

IX

Que el 12 de mayo de 2025, la CRIE mediante la nota con número de referencia CRIE-SE-GJ-GM-121-12-05-2025, respondió al reclamo presentado por EDECSA-GT, S.A., indicando que el RMER establece los procedimientos mediante los cuales el EOR debe conocer, gestionar y resolver la pretensión planteada por dicho agente, por lo que se le instó a agotar las instancias correspondientes antes de acudir a esta Comisión.

X

Que el 21 de mayo de 2025, se efectuó una reunión en las instalaciones de la CRIE entre representantes de EDECSA-GT, S.A. y el Comisionado por la República de Guatemala, el Gerente de Mercado y un especialista de mercado de la CRIE.

XI

Que el 15 de julio de 2025, EDECSA-GT, S.A. mediante nota sin número de referencia, manifestó que la CRIE aún no se había pronunciado sobre su reclamo, y amplió el período de afectación a los días 16 y 17 de marzo de 2025. Además, solicitó que se le brindara un espacio en la siguiente reunión de la Junta de Comisionados de la CRIE para exponer su posición.

XII

Que el 18 de julio de 2025, la CRIE mediante la nota con número de referencia CRIE-PRE-SE-GM-GJ-18-18-07-2025 brindó respuesta a EDECSA-GT, S.A., señalando que su reclamo ya había sido oportunamente atendido mediante la nota con número de referencia CRIE-SE-GJ-GM-121-12-05-2025 del 12 de mayo de 2025, en la cual se le instó a agotar la vía correspondiente previo a acudir ante esta Comisión, por lo que resultaba conveniente que dicho agente proporcionara información sobre los procedimientos que ha llevado a cabo y los resultados obtenidos en dichas gestiones, con el propósito de valorar la audiencia solicitada ante la Junta de Comisionados.

XIII

Que el 1 de agosto de 2025, mediante nota sin número de referencia del 28 de julio de 2025, EDECSA-GT, S.A. manifestó que los sobrecostos asignados no derivan de una mala práctica o actos del EOR, sino que son resultado de la regulación regional vigente al momento de los hechos. En virtud de lo anterior, dicho agente reiteró su solicitud de exponer su reclamo ante la Junta de Comisionados de la CRIE y de que se realice el reintegro de los sobrecostos indicados.

XIV

Que el 8 de agosto de 2025, mediante el auto CRIE-SG-06-2025-01 la CRIE brindó acuse de recibo a la solicitud planteada por EDECSA-GT, S.A. Adicionalmente, se le previno al solicitante que completara los requisitos contemplados en el numeral 1.8.7 del Libro I del RMER para la admisión de su solicitud.

XV

Que el 13 de agosto de 2025, mediante nota sin número de referencia del 12 de agosto de 2025, EDECSA-GT, S.A. aportó lo requerido en el auto CRIE-SG-06-2025-01.

XVI

Que el 22 de septiembre de 2025, mediante las notas con números de referencia CRIE-SE-GM-GJ-205-22-09-2025 y CRIE-SE-GM-GJ-206-22-09-2025, la CRIE requirió al EOR y al AMM, respectivamente, información relativa a la solicitud planteada por EDECSA-GT, S.A.

XVII

Que el 22 de septiembre de 2025, mediante el auto CRIE-SG-06-2025-02, la CRIE requirió a EDECSA-GT, S.A. que aportara información complementaria relacionada con las declaraciones de contratos realizadas al AMM durante los días 16 y 17 de marzo y 29 y 30 de abril de 2025. En este mismo auto, se comunicó al solicitante los requerimientos de información adicional remitidos al EOR y al AMM, así como la suspensión del plazo máximo para resolver la solicitud planteada, con base en lo establecido en el numeral 4.2.4 del Libro IV del RMER.

XVIII

Que el 31 de octubre de 2025, la CRIE emitió las resoluciones CRIE-27-2025 y CRIE-28-2025, mediante las cuales atendió las solicitudes generales presentadas por Pan-Am Generating Limited, S.A. y el EOR, respectivamente, en relación con el reintegro de los costos de los derechos de transmisión correspondientes al período del 18 de marzo al 2 de abril de 2025 por los hechos ocurridos en el área de control de Panamá.

XIX

Que el 31 de octubre de 2025, mediante la nota con número de referencia GG-513-2025, el AMM remitió la información requerida por la CRIE en la nota con número de referencia CRIE-SE-GM-GJ-206-22-09-2025. Por su parte, mediante la nota con número de referencia EOR-DE-31-10-2025-525, el EOR remitió a la CRIE el “*Anexo I. Informe técnico para la atención de nota CRIE-SE-GM-GJ-205-22-09-2025*”, en el cual se documentan las operaciones efectuadas los días 16 y 17 de marzo y 29 y 30 de abril de 2025, así como los resultados de las simulaciones y análisis comparativos solicitados en la nota mencionada. En esta misma fecha, EDECSA-GT, S.A. aportó la información complementaria requerida en el auto CRIE-SG-06-2025-02.

XX

Que el 3 de noviembre de 2025, mediante el auto CRIE-SG-06-2025-03, la CRIE extendió por veinte (20) días hábiles adicionales el plazo otorgado en el numeral 4.3.2 del Libro IV del RMER para la resolución de la solicitud recibida.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con el artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), los fines del Tratado son, entre otros: “(...) 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, así como la creación de los Entes regionales apropiados para el logro de estos objetivos. // g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.*”.

II

Que conforme 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, según lo estipulado en el artículo 22 del Tratado Marco, entre los objetivos generales de la CRIE, se encuentran: “(...) a. *Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. // b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. (...)*”.

III

Que el artículo 23 del Tratado Marco otorga a la CRIE, entre otras, las siguientes facultades: “(...) a) *Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. // b) Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado. // c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...)*”.

IV

Que de acuerdo con el numeral 1.3.1.6 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), “*La parte vendedora de un contrato regional deberá cumplir su compromiso de venta en el nodo especificado en el contrato e informado al EOR, bien sea utilizando energía propia que inyecte en su nodo de la RTR y/o con compras en el Mercado de Oportunidad Regional si como resultado del predespacho regional su inyección programada es inferior al compromiso contractual.*”.

V

Que según el numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER “a) *Los compromisos asumidos en los Contratos Firmes regionales deberán ser informados diariamente al EOR, a través de los OS/OMS de las partes compradora y vendedora, tal como se indica en este numeral 1.3.4.3; // b) Ambas*

partes declararán diariamente a sus respectivos OS/OMS las cantidades de energía del contrato, los nodos de inyección y retiro, la parte que posee los derechos de transmisión asociados al contrato y la parte que asumirá los cargos por el diferencial de precios nodales asociados al compromiso contractual, para cada período de mercado. Las cantidades de energía declaradas diariamente, o energía declarada, de los Contratos Firmes deberán ser menores o iguales a la energía firme contratada; // c) Adicionalmente, la parte compradora informará diariamente a su OS/OM la energía requerida del contrato, la cual deberá ser igual a la energía declarada del contrato. La parte vendedora, a través de su OS/OM, hará ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional por un valor igual a la energía requerida por el comprador; // Las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los CF, se deberán considerar en el predespacho regional como ofertas de inyección de oportunidad, y en la Conciliación de las Transacciones Programadas como transacciones programadas de retiro o inyección de oportunidad, según corresponda. // d) El OS/OM procederá a verificar que toda la información sobre los Contratos Firmes, suministrada por sus agentes, en cumplimiento de este numeral 1.3.4.3, sea válida y consistente con las normas del mercado nacional; // e) Si un OS/OM identifica inconsistencias en la información contractual suministrada, deberá solicitar aclaraciones a la parte involucrada en su país y el contrato no será informado al EOR hasta recibir las aclaraciones, sujeto a los plazos establecidos en el numeral 5.12; // f) Luego de verificar la información de los contratos, el OS/OM informará diariamente al EOR sobre los compromisos de Contratos Firmes de los agentes de su mercado, indicando las cantidades de energía declaradas, los nodos de inyección o retiro en la RTR, la parte que posee los derechos de transmisión y aquella que asumirá los cargos por el diferencial de precios nodales asociados al compromiso contractual, la energía requerida por el comprador y la oferta de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional del vendedor correspondiente, asociada al contrato para cada período de mercado; // g) Si el EOR identifica discrepancias entre la información de los Contratos Firmes regionales suministrada por los OS/OMS, o con la información consignada en el registro de los mismos, solicitará las aclaraciones pertinentes y la información asociada al contrato no será validado mientras subsistan las discrepancias.”.

VI

Que el numeral 1.4.2.1 del Libro II del RMER contempla que: “Las transacciones del Mercado de Oportunidad Regional provienen de: // a) Las ofertas de oportunidad de los agentes del MER; // b) Las ofertas de flexibilidad asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el predespacho regional. y // c) Las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los Contratos Firmes, son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el predespacho regional.”. Por su parte, el numeral 1.5.2 del mismo Libro dispone que: “Las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional, tanto las Transacciones de Oportunidad Programadas como las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real, se conciliarán a los precios nodales de la RTR de la siguiente manera: // a) Las inyecciones (ventas) y retiros (compras) de energía en la RTR, no cubiertas por contratos, reciben y pagan respectivamente el precio en el nodo de inyección y retiro correspondiente de la RTR; // b) Se utilizan los precios nodales ex-ante, calculados en el predespacho regional, para conciliar las Transacciones de Oportunidad Programadas conforme a lo establecido en el numeral 2.4.3.2; y // c) Se utilizan los

precios nodales ex-post calculados en el posdespacho regional, como base para conciliar las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real conforme a lo establecido en el numeral 2.4.3.4. ”.

VII

Que de conformidad con el numeral 5.8.3 del Libro II del RMER, “Un compromiso contractual regional será considerado válido si se cumplen los siguientes requisitos: // a) El agente comprador suministra a su OS/OM la información del compromiso contractual regional de compra y el agente vendedor suministra a su OS/OM la misma información correspondiente al compromiso contractual regional de venta; // b) El OS/OM del agente comprador y el OS/OM del agente vendedor envían al EOR en los plazos, forma y medios definidos por el EOR la misma información de los compromisos contractuales para cada período de mercado, incluidas las aclaraciones y ajustes solicitados por el EOR conforme a lo definido en el numeral 5.13; // c) El OS/OM del agente comprador y el OS/OM del agente vendedor envían al EOR en los plazos, forma y medios definidos por el EOR la información de las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por CVT de los Contratos Firmes y No Firmes Físicos Flexibles; // d) Para cada período de mercado, que el tipo de contrato y la energía informada por el agente comprador coincida con el tipo y la energía informada por el agente vendedor en los nodos de inyección y retiro; // e) Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de energía requerida por el agente comprador sea igual al compromiso contractual; // f) Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional por el agente vendedor sea igual a la energía requerida por el agente comprador. // g) Para los Contratos Firmes, que la información suministrada por las partes sea compatible con la información de registro del contrato; y // h) Se hayan considerado válidas las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por CVT, asociadas a Contratos No Firmes Físicos Flexibles, conforme a lo definido en el numeral 5.8.1. ”.

VIII

Que el numeral A3.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER establece que “El EOR incluirá en el predespacho regional cada uno de los predespachos nacionales reportados por cada OS&M de acuerdo con las siguientes consideraciones: // (a) Cada OS&M deberá reportar al EOR su predespacho nacional; (b) La generación y demanda nacional serán modeladas como fijas y, por lo tanto, deberán aparecer en la restricción de balance nodal del predespacho regional como una constante; (...). ”. Adicionalmente, el numeral A3.4.4.2 del mismo Anexo señala que: “El modelo de Contratos Firmes debe considerar que en el predespacho regional el comprador tenga la mayor prioridad de la entrega de la energía requerida. El EOR verificará el cumplimiento de los compromisos establecidos en los Contratos Firmes en el predespacho, asegurando al comprador la entrega de la energía requerida, limitada únicamente por las restricciones de la RTR y por el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. // Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con: // (a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro // Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el predespacho regional: // (...) (b) Regla de reducción de la energía requerida por los Contratos Firmes // En los casos que: // i. No existan conectividad

eléctrica, entre los nodos de retiro e inyección de los CF declarados en el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de las Energías Requeridas ($P_{\text{firme_req}(i)}$) y las cantidades de energía de las ofertas de flexibilidad asociadas a dichos CF, que resulten afectados por esta condición. // ii. Los flujos de potencia con pérdidas de los CF, considerando los flujos de los predespachos nacionales, resulten ser superiores a: 1) las capacidades de transmisión de las línea ij , en un orden superior a 0.001MW, ó 2) los límites determinados por las máximas capacidades de transferencias de potencia (MCTP), en un orden superior a 0.001MW, se reducirán las cantidades de las Energías Requeridas ($P_{\text{firme_req}(i)}$) y las cantidades de energía de las ofertas de flexibilidad asociadas a dichos CF, que resulten afectados por esta condición, de forma proporcional a la capacidad de transmisión requerida por cada uno de los CF, conforme a las siguientes formulaciones: (...).”².

IX

Que el Anexo 4 del Libro II del RMER regula lo relacionado con la conciliación de transacciones de los agentes que participan en el MER. Particularmente, el apartado A4.1 establece la forma en que se deben conciliar los montos que resultan de Transacciones Programadas no Comprometidas en Contratos regionales.

X

Que el Capítulo 4 del Libro IV del RMER regula lo pertinente a la atención de solicitudes ante la CRIE. Según el numeral 4.2.2 del Capítulo indicado, “(...) *Este capítulo regula el trámite de las siguientes solicitudes: // a) Solicitudes de tipo general, aplicables a casos no contemplados por procedimientos especiales establecidos en la normativa regional. (...).*”.

XI

Que se procedió a analizar las solicitudes planteadas por EDECSA-GT, S.A. de la siguiente manera:

I. Contexto de las solicitudes

Mediante la nota presentada el 6 de mayo de 2025, EDECSA-GT, S.A. manifestó que durante los eventos registrados en el Predespacho Regional los días 29 y 30 de abril de 2025, se habrían asignado supuestos sobrecostos a los Agentes con Contratos Firmes regionales como resultado de valores del modelo de optimización del predespacho que, a su criterio, fueron incorrectos y no reflejaron la voluntad de sus ofertas económicas declaradas, lo que habría generado perjuicios económicos. En dicha nota, EDECSA-GT, S.A. solicitó que esta Comisión conozca y resuelva su “*formal reclamo*”, precisando en su petitorio lo siguiente:

“i) Determinar que los sobrecostos producidos por el modelo de optimización del predespacho regional, en los casos expuestos, son incorrectos y no deben ser asignados al Agente del CF.

² Modificado mediante la resolución CRIE-08-2025 del 27 de febrero de 2025, la cual entró en vigor a partir del Predespacho Regional del 1 de mayo de 2025.

ii) Instruir al EOR para que los sobre costos atribuidos actualmente asignados al Agente del CF afectados sean asignados a los CVT netos y por consiguiente trasladados a la CGC, en tanto entre en vigencia la Resolución CRIE-08-2025.

iii) En defecto de lo anterior, instruir al EOR a modificar las conciliaciones diarias de los casos expuestos, a fin de eliminar los sobre costos cargados a los Agentes de los CF afectados.”.

En respuesta a esta comunicación, a través de la nota con número de referencia CRIE-SE-GJ-GM-121-12-05-2025 del 12 de mayo de 2025, se le indicó que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) contempla procedimientos específicos para la atención de este tipo de situaciones, en particular la posibilidad de interponer un recurso de reconsideración contra actos del EOR, y se instó a EDECSA-GT, S.A. a agotar la vía correspondiente ante dicho Ente, de conformidad con lo previsto en el apartado 1.8 del Libro IV del RMER.

Posteriormente, mediante la nota del 15 de julio de 2025, EDECSA-GT, S.A. indicó que la CRIE no se había pronunciado respecto a su reclamo y manifestó, entre otras cosas, que se debía “(...) *instruir al EOR realizar reintegro, a los Agentes con Contratos Firmes afectados, de los sobre costos asignados incorrectamente, durante los días 16 y 17 de marzo, 29 y 30 de abril del presente año, relacionado con la violación a las ofertas de flexibilización de los Contratos Firmes desde Guatemala*”; argumentó además, que los sobre costos generados en esos días “(...) *de ninguna manera son riesgos naturales atribuibles a los Agentes, sino que son resultados de errores en el modelo de predespacho del MER, que ya fueron subsanados mediante la Resolución CRIE-08-2025; sin embargo, antes de su implementación, nos dejaron serias afectaciones económicas, en especial a los agentes de Guatemala y Panamá*”.

En consecuencia, a través de la nota con número de referencia CRIE-PRE-SE-GM-GJ-18-18-07-2025 del 18 de julio de 2025, se le dio respuesta precisando que ya se había dado contestación a la nota del 6 de mayo de 2025, por lo que se reiteró la referencia a los procedimientos previstos en el apartado 1.8 del Libro IV del RMER y se solicitó información sobre las gestiones realizadas por EDECSA-GT, S.A. ante el EOR, así como los resultados obtenidos.

El 1 de agosto de 2025, EDECSA-GT, S.A. remitió una nueva comunicación con fecha del 28 de julio de 2025, en la que reiteró los planteamientos formulados en sus comunicaciones previas y solicitó un reintegro por los efectos económicos asociados a los supuestos sobre costos asignados; asimismo, requirió que la Junta de Comisionados de la CRIE les conceda una audiencia para exponer los hechos y efectos de su reclamo.

Al respecto, esta Comisión procedió a atender lo planteado por EDECSA-GT, S.A. a través de una solicitud de tipo general y se dio apertura al expediente CRIE-SG-06-2025. En el marco de esta solicitud, y con fundamento en lo expuesto por EDECSA-GT, S.A. en sus comunicaciones del 6 de mayo, 15 de julio y 1 de agosto de 2025, esta Comisión identificó la necesidad de contar con información complementaria que contribuyera al análisis correspondiente respecto de las fechas y eventos indicados por dicha empresa.

En ese sentido, y de conformidad con lo previsto en el literal b) del numeral 1.5.2.2 del Libro I del RMER, se procedió a requerir información técnica y documental al EOR mediante la nota con número de referencia CRIE-SE-GM-GJ-205-22-09-2025, y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) mediante la nota con número de referencia CRIE-SE-GM-GJ-206-22-09-2025, a efectos de contar con insumos para el análisis técnico-regulatorio correspondiente.

Ahora bien, se procedió a examinar la información remitida por el EOR y por el AMM, estructurando el análisis de la misma conforme a los períodos referidos en la solicitud presentada por EDECSA-GT, S.A. En tal sentido, el análisis de dicha información se desarrollará en dos bloques: 1) el correspondiente a los días 16 y 17 de marzo de 2025, relativo a redespachos solicitados por el Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (CND-ETESA) de Panamá, y 2) el relativo a los días 29 y 30 de abril de 2025, sobre redespachos solicitados por el AMM de Guatemala.

1. Período 1 (del 16 al 17 de marzo de 2025) – Redespachos solicitados por el CND-ETESA (Panamá)

Planteamiento del EOR

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 dicho anexo se expuso que durante los días 16 y 17 de marzo de 2025 la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER) transcurrió sin que se registraran desviaciones significativas en la programación de los Contratos Firmes (CF) con inyección en Guatemala. El EOR detalló que: “*Durante los días de operación 16 y 17 de marzo de 2025, los puntos de medida asociados a los agentes con contratos firmes que realizaron inyecciones desde el área de control de Guatemala registraron disponibilidad de generación en el Predespacho Nacional de Guatemala, para todos los periodos de mercado en los que dichos contratos fueron declarados y verificados conforme al proceso del Predespacho Regional.*”.

El EOR indicó que el modelo de optimización del Predespacho y Redespacho Regional fue ejecutado en la plataforma GAMS-COINOPT, incorporando los insumos proporcionados por los Operadores de Sistema y Mercado (OS/OMS) nacionales, como indisponibilidades de red, predespachos nacionales y ofertas de oportunidad. Además, señaló que estos insumos son “*las principales variables de entrada al modelo de optimización*”, lo que le permitió al EOR realizar una ejecución alineada con los numerales A3.4.4.2 del Anexo 3 y A4.1 del Anexo 4, ambos del Libro II del RMER.

En materia económica, el EOR indicó que: “*Las transacciones programadas por tipo de transacción muestran las TPNC (Transacciones Programadas No comprometidas en Contratos) con cargos netos por \$197,730.80 USD para el 16 y 17 de marzo y \$124,445.94 para el 29 y 30 de abril, lo que representa el 98% y 45% respectivamente de la conformación de cargos para el pago del servicio de la transmisión regional a través del CVT neto.*”. Asimismo, mencionó que para EDECSA-GT, S.A., el monto conciliado en concepto de las Transacciones Programadas No comprometidas en Contratos (TPNC) fue de USD 10,425.90, lo que refleja una operación conforme la regulación regional y una correlación directa entre las ofertas de inyección declaradas y la

disponibilidad nacional. Los precios ex ante se mantuvieron estables y dentro del rango de las ofertas económicas de los agentes, conforme al promedio histórico cercano, sin evidenciar incrementos abruptos ni distorsiones para el área de control de Guatemala.

El EOR señaló que *“En la elaboración del Predespacho, Ajuste o Redespacho Regional, el modelo considera para su optimización la disponibilidad de generación y las ofertas de inyección asociadas a los Contratos Firmes, toda vez se declare en el Predespacho Nacional (...) como se establece en el numeral A3.2.1.2 del Libro II del RMER: (...)”*.

Planteamiento del AMM

El AMM informó que durante los días 16 y 17 de marzo de 2025, la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) se desarrolló bajo el cumplimiento estricto del marco normativo regional y nacional aplicable. En su respuesta a la nota con número de referencia CRIE-SE-GM-GJ-206-22-09-2025, el AMM señaló que procedió conforme lo establecido en el artículo 23 del Tratado Marco, que dispone que los agentes del mercado, así como las entidades designadas por los gobiernos para cumplir las funciones de OS/OMS y el EOR, están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la regulación regional.

El AMM detalló que, para esos días, el Centro de Despacho de Carga del AMM cumplió la instrucción operativa girada por el Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT/EOR) del EOR durante la Operación en Tiempo Real (OTR), ejecutando las directrices recibidas sin registrar incidentes de coordinación ni interrupciones en los intercambios internacionales. De acuerdo con lo reportado, la operación se mantuvo dentro de los márgenes de normalidad y estabilidad previstos en los procedimientos de despacho, tanto en el ámbito nacional como regional.

Desde el punto de vista operativo, el AMM indicó que su actuación fue en calidad de Operador de Sistema y Mercado del área de control de Guatemala, atendiendo las instrucciones del EOR conforme al procedimiento establecido para la OTR. Asimismo, indicó que durante los días mencionados, verificó la disponibilidad de generación en el sistema nacional, y no se reportaron restricciones significativas que comprometieran el suministro de energía al mercado interno ni al MER. En materia normativa, el AMM enfatizó que su actuación se realizó dentro del marco legal vigente, en cumplimiento del Tratado Marco, del RMER y de las Normas de Coordinación Comercial (NCC).

El AMM sostuvo que, durante los días 16 y 17 de marzo de 2025, no fue necesario realizar redespachos regionales por solicitud nacional, ya que las condiciones operativas del SNI permitieron mantener la atención simultánea de la demanda interna y las transacciones internacionales programadas. En consecuencia, las exportaciones de energía desde Guatemala hacia el MER se realizaron conforme a lo previsto en los predespachos regionales y nacionales, sin aplicarse restricciones ni medidas de emergencia.

Finalmente, el AMM concluyó que *“el Centro de Despacho de Carga del AMM cumplió la instrucción operativa girada por el Centro Regional de Coordinación de Transacciones - CRCT/EOR del EOR en la Operación en Tiempo Real -OTR- para los días 16 y 17 de marzo de*

2025”, actuando en apego a la normativa nacional y regional vigente, dentro del marco de responsabilidades que le confieren la Norma de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1), la Norma de Coordinación Comercial No. 10 EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (NCC-10) y el Libro II del RMER. Según manifestó el AMM en su informe, su actuación se encuentra plenamente sustentada en el principio de coordinación operativa regional y en la obligación de los operadores nacionales de ejecutar las directrices emanadas del EOR para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

2. Período 2 (del 29 al 30 de abril de 2025) – Redespachos solicitados por el AMM (Guatemala)

Planteamiento del EOR

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 dicho anexo se abordó lo ocurrido en el MER durante los días 29 y 30 de abril de 2025, período en el cual se registraron resultados económicos atípicos y supuestos sobrecostos significativos asociados a los CF con inyección en el área de control de Guatemala.

El EOR atribuyó esta situación a la no inclusión de los puntos de medida de las ofertas de inyección de los CF en el Predespacho Nacional de Guatemala, señalando que: “*la oferta de inyección de los CF asociados no contaba con disponibilidad de generación en el Predespacho Nacional para cubrir el compromiso contractual*”. Esta interpretación constituyó el eje de su análisis técnico y económico, bajo el supuesto de que la no disponibilidad declarada en los predespachos nacionales fue la causa directa de los altos precios nodales y las conciliaciones desfavorables.

Con base en esa valoración, el EOR sostuvo que el modelo de optimización regional actuó en apego al numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, al tratar las ofertas sin respaldo nacional como ofertas de oportunidad, lo que generó TPNC. En consecuencia, el sistema regional cubrió las demandas firmes mediante compras en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), lo que según el EOR, llevó a un aumento de los precios ex ante.

En su informe, el EOR también mencionó que la valorización en el MER utiliza un sistema de precios nodales, el cual permite reflejar las condiciones técnicas y económicas del Sistema Eléctrico Regional (SER). Este método considera las características de cada nodo dentro de la Red de Transmisión Regional (RTR), incluyendo las pérdidas marginales de energía y las restricciones de transmisión, que establece el numeral 1.5.1 del Libro II del RMER; asimismo, el EOR reportó que estos valores superaron los 600 USD/MWh.

El EOR cuantificó el impacto económico, señalando que las TPNC de los agentes con CF inyectando desde Guatemala ascendieron a USD 1,176,177.32, que en el caso de EDECSA-GT, S.A., el cargo total alcanzó los USD 148,530.36 correspondientes a los días 29 y 30 de abril como se muestra en la Tabla 1. Además, en su informe presentó una comparación de las TPNC por agente de los resultados conciliados versus la estimación de las transacciones valorizadas al precio ofertado de la flexibilidad de los contratos, denominándolo “*TPNC estimado*”.

El EOR afirmó que estas cifras derivaron de la ejecución del modelo de optimización bajo los insumos oficiales recibidos del Operador de Sistema y Mercado (OS/OM) de Guatemala, los cuales, conforme a la regulación regional vigente, deben ser considerados por dicho ente como información válida y vinculante para los procesos de programación regional.

Tabla 1. TPNC conciliado y TPNC estimado con base en el precio ofertado de los agentes con CF inyectando desde Guatemala en los periodos de redespacho para los días 29 y 30 de abril de 2025.

Agente	Nombre/Razón Social	TPNC CF	TPNC CF (estimado)	Dif. TPNC CF
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	\$346,877.25	\$78,000.00	\$268,877.25
1CCOMCEPGT	CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA	\$24,285.18	\$5,348.68	\$18,936.50
1CCOMEDECS	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA	\$148,530.36	\$42,955.00	\$105,575.36
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	\$607,624.20	\$0.00	\$607,624.20
1GGENHIXAC	HIDRO XACBAL	\$48,744.96	\$3,736.35	\$45,008.61
1GGENINGS	SAN DIEGO, S. A.	\$115.37	\$16.00	\$99.37
Total		\$1,176,177.32	\$130,056.03	\$1,046,121.30

Fuente: “Anexo I. Informe técnico para la atención de la nota CRIE-SE-GM-GJ-205-22-09-2025”, remitido por el EOR.

En su valoración, el EOR afirmó: “Dado que el modelo de optimización no encontró la disponibilidad de generación necesaria en los puntos de medición que fueron declarados los contratos firmes (...) no se despacharon dichas ofertas de inyección asociadas a cada CF, (...)”. De conformidad con la información proporcionada por el EOR, se observa que los puntos de medida de inyección asociados a los Contratos Firmes de Guatemala contaban con capacidad de generación en los Predespachos Regionales de los días 29 y 30 de abril de 2025 mas no así en los Redespatchos Regionales para dichos días de operación, en los cuales el AMM modificó los Predespachos Nacionales correspondientes.

En síntesis, para el EOR, los días 29 y 30 de abril de 2025 constituyeron un episodio de alta volatilidad operativa y económica, donde el EOR atribuyó los resultados a la no disponibilidad de generación nacional para ser utilizada en el MER en el área de control de Guatemala, como consecuencia de los insumos declarados por el AMM para el Redespacho Regional de los días en cuestión.

Planteamiento del AMM

Durante los días 29 y 30 de abril de 2025, el AMM informó que el SNI de Guatemala operó bajo condiciones críticas derivadas de una combinación de factores técnicos y climáticos. En sus informes técnicos, el AMM señaló que se presentaron condiciones del sistema nacional interconectado como mayor demanda real de la estimada, condiciones hidrológicas desfavorables, indisponibilidad de unidades térmicas y degradación en ingenios cogeneradores. Asimismo, indicó que bajo esas condiciones, no se contaba con recursos disponibles para cubrir la demanda nacional y los compromisos fuera del área de control de Guatemala.

Además, el AMM indicó que, ante el déficit de generación y con base en el numeral 10.6.4 de la Norma de Coordinación Comercial No. 10 EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (NCC-10), norma de orden nacional, procedió a requerir un redespacho al EOR para recortar los Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF), CF y ofertas de oportunidad, con el objetivo de ajustar la operación nacional a la capacidad real del parque generador disponible.

Asimismo, manifestó que conforme se establece en la normativa nacional, la prioridad debía darse al abastecimiento de la demanda local, destacando que el numeral 10.4 del artículo 3 de la NCC-10 lo faculta a tomar las medidas necesarias para satisfacer la demanda del país y, cuando se hayan agotado los medios posibles para abastecerla, podrá llegar hasta la reducción de las exportaciones, modificándolas o interrumpiéndolas.

El AMM reportó que el 29 de abril de 2025 se solicitó un Redespacho Regional al EOR debido a la falta de recursos disponibles en el SNI. Según se desprende de las comunicaciones electrónicas remitidas por el AMM a la CRIE, a las 11:37 horas el EOR notificó que se encontraba en el servidor del EOR el redespacho solicitado por el AMM, válido a partir de las 12:00 horas, y posteriormente remitió el archivo de flujos netos de interconexión. A las 13:01 horas, el AMM publicó el redespacho 1, vigente a partir de las 13:01 horas, bajo la anotación *“por redespacho regional solicitado por Guatemala”*. Más tarde, a las 15:10 horas, el EOR comunicó un nuevo ajuste válido a partir de las 17:00 horas, por optimización comercial del redespacho publicado, y el AMM publicó el redespacho 2, con vigencia desde las 17:01 horas, bajo la referencia *“por redespacho regional emitido por el EOR”*. Durante ese día, no fue posible programar ofertas de exportaciones abastecidas desde el área de Guatemala al resto del SER, asociadas a CNFFF, CF y ofertas de oportunidad, de 12:00 a 23:59 horas.

El AMM señaló que el 30 de abril de 2025, persistieron las condiciones críticas y debido a la disponibilidad de energía con la que contaba el parque generador del SNI, se solicitó un Redespacho Regional al EOR para recortar las transacciones internacionales. A las 10:44 horas, el EOR informó que *“se encuentra en el servidor del EOR (...), el redespacho solicitado por AMM del 30-abril-2025, válido a partir de las 12:00 horas”*, y remitió el archivo con los flujos netos de interconexiones entre áreas de control. A las 12:04 horas, el AMM publicó el redespacho 1, con vigencia a partir de las 12:01 horas, *“por redespacho regional solicitado por AMM”*, aplicando la suspensión de exportaciones asociadas a CNFFF, CF y ofertas de oportunidad, de 12:00 a 21:59 horas.

El AMM precisó que las actuaciones adoptadas durante los días 29 y 30 de abril de 2025 se realizaron de conformidad con la regulación vigente y apegadas al marco legal, tanto nacional como regional. Indicó expresamente que realizó las solicitudes de Redespacho Regional para ajustar las condiciones de demanda y generación a las condiciones imperantes en el Sistema Nacional Interconectado. Para estos casos, se aplicaron las Normas de Coordinación Comercial NCC-1 y NCC-10 así como la Norma de Coordinación Operativa N° 1 NCO-1, de dominio público y de conocimiento de los agentes, junto con la normativa regional del Libro II del RMER, numeral 5.17.7 del Libro II, que regula el procedimiento de redespacho en el MER.

Al respecto, la norma NCC-1 en los numerales 1.5.4.1 y 1.5.4.1.1 menciona lo siguiente:

“1.5.4.1 Salida de servicio de una central generadora o disparo de elementos de transmisión que alteren el despacho de los generadores:

1.5.4.1.1 El AMM restablecerá el balance carga-generación del SNI arrancando generadores conforme el orden de mérito y utilizando los recursos locales disponibles. En caso que no hubiera generación disponible para sustituir la generación faltante en el S.N.I. se interrumpirán las transacciones de exportación al MER para dar prioridad al abastecimiento de la demanda local.

En este caso el AMM notificará de inmediato al EOR y procederá a modificar la consigna del AGC para tomar en cuenta la reducción de la exportación.”.

Por su parte, la norma NCC-10 en el numeral 10.4 del artículo 3, menciona lo siguiente:

“10.4 (Modificado por el Artículo 4 de la resolución No. 1479-05 del Administrador del Mercado Mayorista) RESPONSABILIDAD DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

El AMM es el responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de la importación y exportación de energía. En caso de emergencia y para garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el MM, que tiene prioridad de abastecimiento, el AMM deberá tomar las medidas que sean necesarias para satisfacer la demanda del país. Cuando se hayan agotado los posibles medios para abastecer la demanda del país, el AMM podrá llegar hasta la reducción de las exportaciones modificándolas o interrumpiéndolas.”.

Adicionalmente, el AMM señaló que el numeral 5.17.7 del Libro II del RMER establece que: “*El redespacho en el MER consistirá en la actualización de las transacciones programadas cuando se presenten o prevean modificaciones a las condiciones con las cuales se realizó el predespacho que así lo ameriten.*”, y que una de las causales aplicables para el redespacho, de acuerdo con el literal d) de dicho numeral, son las “*Solicitudes de los OS/OM por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificadas por el OS/OM respectivo.*”. Además, el AMM citó que el numeral 5.17.7.2 del Libro II del RMER indica que: “*El EOR ejecutará el redespacho regional desde la hora inicial de la vigencia del redespacho solicitado por el OS/OM, hasta completarse las 24:00 horas del día en el cual fue realizada la solicitud.*”, lo cual se cumplió en la coordinación operativa efectuada entre el AMM y el EOR en ambos días.

Finalmente, el AMM concluyó en su nota que “*Lo actuado por el Centro de Despacho de Carga del Administrador del Mercado Mayorista se encuentra en apego al marco legal vigente nacional y regional que lo rige*”. En síntesis, el AMM fundamentó su actuación en la obligación de mantener la seguridad y confiabilidad del SNI, priorizando la atención de la demanda nacional conforme a la normativa aplicable, y actuando en coordinación con el EOR para la ejecución de los redespachos regionales requeridos durante los días 29 y 30 de abril de 2025.

II. Análisis de la CRIE

1. Período 1 (del 16 al 17 de marzo de 2025) – Redespachos solicitados por el CND-ETESA (Panamá)

Para esta sección del análisis, se realizó una revisión de las cargas contractuales y la resolución de las inconsistencias detectadas en los Contratos Firmes reportados por EDECSA-GT, S.A. para los días 16 y 17 de marzo de 2025, según lo indicado en su nota del 31 de octubre de 2025, mediante la cual evacuó la solicitud de información adicional remitida por la CRIE. Para dicha validación, se utilizaron las “*Planillas para ‘Transacciones del Mercado Eléctrico Regional’*” adjuntas a la nota referida, que contenían los Contratos Firmes registrados en el sistema del AMM para este período.

En relación con el período mencionado, es importante destacar que, conforme a la información remitida por el EOR y el AMM, no se evidenció la situación descrita por EDECSA-GT, S.A. en su nota del 6 de mayo de 2025. Asimismo, debe señalarse que, según la propia comunicación de EDECSA-GT, S.A. del 15 de julio de 2025, si bien en la nota del 6 de mayo se mencionan los días 16 y 17 de marzo de 2025, el petitorio de la empresa se circunscribe expresamente a los días 29 y 30 de abril de 2025.

Adicionalmente, cabe destacar que en el marco de la investigación realizada por la CRIE para la emisión de las resoluciones CRIE-27-2025 y CRIE-28-2025, ambas del 31 de octubre de 2025, se analizó lo ocurrido durante los redespachos solicitados por el CND-ETESA, en los cuales se presentaron compras en el MOR derivadas de limitaciones de generación. Dichos eventos, según el análisis técnico, únicamente afectaron los insumos aplicables a los agentes del área de control de Panamá, sin generar variaciones para los agentes de otros países.

Por tanto, en consonancia con lo expuesto por el EOR y el AMM y la investigación realizada por la CRIE del caso, se concluye que EDECSA-GT, S.A. no formó parte de las situaciones analizadas en esos redespachos, motivo por el cual no procede la solicitud planteada por la empresa respecto a los días 16 y 17 de marzo de 2025.

2. Período 2 (del 29 al 30 de abril de 2025) – Redespachos solicitados por el AMM (Guatemala)

Para esta sección del análisis, se efectuó la revisión de las cargas contractuales y la resolución de las inconsistencias detectadas en los Contratos Firmes reportados por EDECSA-GT, S.A. para los días 29 y 30 de abril de 2025, según lo indicado en su nota del 31 de octubre de 2025, mediante la cual evacuó la solicitud de información adicional remitida por la CRIE. Para dicha validación, se utilizaron las “Planillas para: ‘Transacciones del Mercado Eléctrico Regional’” adjuntas a la nota referida, que contenían los Contratos Firmes registrados en el sistema del AMM para este período.

Durante los días 29 y 30 de abril de 2025, se presentaron condiciones operativas críticas en el SNI de Guatemala que limitaron las transacciones internacionales de exportación desde su área de control hacia el SER. El AMM informó que en esos días se registró mayor demanda real de la estimada, condiciones hidrológicas desfavorables, indisponibilidad de unidades térmicas y degradación en ingenios cogeneradores, por lo que no se contaba con recursos disponibles para cubrir la demanda nacional y los compromisos fuera del área de control de Guatemala.

Debido a esta situación, y con base en el numeral 10.6.4 de la NCC-10, según indicó el AMM, este procedió a requerir redespachos regionales al EOR con el fin de recortar las transacciones internacionales asociadas a CNFFF, CF y ofertas de oportunidad, priorizando la atención de la demanda nacional. Estas acciones se ejecutaron conforme a las facultades que la normativa nacional otorga al AMM para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico guatemalteco conforme su normativa nacional.

Como resultado de estas solicitudes, el AMM remitió al EOR un conjunto de insumos actualizados para el Redespacho Regional, reflejando una reducción en la disponibilidad de generación para inyecciones regionales desde Guatemala. Este cambio en la información de entrada,

particularmente en los puntos de medida asociados a los CF, tuvo incidencia directa en el modelo de optimización regional, pues conforme al Anexo 3 del Libro II del RMER, el EOR debe considerar los predespachos nacionales remitidos por los OS/OM como información válida y vinculante para el proceso de optimización del despacho regional.

Tabla 2. Generación máxima disponible para el MER declarada por el AMM en el Predespacho Nacional remitido en el Predespacho Regional versus la declarada en el Redespacho Regional. Para el 29/04/2025, se identificó la reducción de generación disponible en los períodos 11-23 y en el caso del 30/04/2025, en el período 12-2. Se asume 0MW de capacidad debido a la falta de declaración de capacidad del punto de medida.

Agente	Punto de Medida	Generación Máxima del Predespacho 29/04/2025 Períodos 11-23	Generación Máxima del Redespacho 29/04/2025 Períodos 11-23	Generación Máxima del Predespacho 30/04/2025 Períodos 12-21	Generación Máxima del Redespacho 30/04/2025 Períodos 12-21
ICCOMCECEE	1 1710 4053	25	0	25	0
ICCOMCEPGT	1 1710 2940	1.092	0	1.092	0
ICCOMCEPGT	1 1710 2952	1.577	0	1.577	0
ICCOMEDCS	1 1124 1853	11	0	11	0
ICCOMENEGU	1 1124 2949	45	0	45	0
IGGENHIXAC	1 1124 402	3.61	0	3.61	0
IGGENINGSD	1 1124 181	0.2	0	0.2	0

Fuente: Predespachos Nacionales remitidos por el EOR.

De acuerdo con el EOR, la disminución de la disponibilidad nacional reportada por el AMM generó que el modelo regional no encontrara disponibilidad para la oferta de flexibilidad suficiente para cubrir la energía comprometida en los Contratos Firmes con inyección en Guatemala, tal como se muestra en la Tabla 1. Es importante resaltar que las ofertas de inyección asociadas a CF sin respaldo nacional fueron tratadas como ofertas de oportunidad, en cumplimiento del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, mientras que los retiros de los CF se mantuvieron como compromisos fijos del modelo adquiridos desde el momento que se validan los contratos regionales y fueron abastecidos mediante otras ofertas disponibles en el MOR.

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 y el compromiso de entrega en el punto de retiro se mantenía vigente.

Tabla 3. Ofertas de oportunidad marginales en los períodos en que se presentó la situación mencionada por EDECSA-GT, S.A. Los registros sombreados en gris corresponden a las ofertas marginales donde se originaron los precios a los que se conciliaron las ofertas de Guatemala.

FECHA DE OPERACIÓN	PERÍODO	AGENTE	PUNTO DE MEDIDA	TIPO	BLOQUE	PRECIO DEL BLOQUE MARGINAL	PRECIO EXANTE	MW DESP
4/29/2025	11	2C C32	2 27301 190	i	1	121.6	121.6	13.489
4/29/2025	11	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	26.337
4/29/2025	12	2C C32	2 27301 190	i	1	121.6	121.6	3.503
4/29/2025	12	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	60.416
4/29/2025	13	2G C24	2 27301 650	i	2	126.56	126.56	18.425
4/29/2025	13	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	61.166
4/29/2025	14	2C C32	2 27301 190	i	1	129.51	129.51	8.489
4/29/2025	14	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	61.116
4/29/2025	15	2C C32	2 27301 190	i	1	129.51	129.51	8.503
4/29/2025	15	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	60.974
4/29/2025	16	2G C24	2 27461 650	i	1	133.16	133.16	5.045
4/29/2025	16	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	61.112
4/29/2025	17	2G C18	2 27461 410	i	2	136.5	136.5	11.134
4/29/2025	17	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	57.89
4/29/2025	18	2G C18	2 27461 410	i	2	136.5	136.5	25.82
4/29/2025	18	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	57.842
4/29/2025	19	2G C18	2 27461 410	i	2	136.5	136.5	28.146
4/29/2025	19	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	57.527
4/29/2025	20	2C C32	2 27301 190	i	1	134.79	134.79	18.193
4/29/2025	20	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	55.566
4/29/2025	21	2C C32	2 27301 190	i	1	134.79	134.79	10.346
4/29/2025	21	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	48.546
4/29/2025	22	2G C24	2 27401 650	i	2	136.16	136.16	8.628
4/29/2025	22	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	43.509
4/29/2025	23	2C C32	2 27301 190	i	1	134.79	134.79	13.927
4/29/2025	23	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	43.658
4/30/2025	12	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	67.987
4/30/2025	13	2G C18	2 27461 410	i	1	126.5	126.5	8.467
4/30/2025	13	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	68.56
4/30/2025	14	2C C81	2 27301 860	i	1	129.51	129.51	2.664
4/30/2025	14	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	68.565
4/30/2025	15	2C C08	2 27301 163	i	1	130	130	6.108
4/30/2025	15	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	67.911
4/30/2025	16	2G C18	2 27461 410	i	1	131.5	131.5	16.053
4/30/2025	16	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	67.427
4/30/2025	17	2G C24	2 27401 650	i	1	133.16	133.16	0.908
4/30/2025	17	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	67.354
4/30/2025	18	2G C24	2 27401 650	i	1	133.16	133.16	8.128
4/30/2025	18	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	67.214
4/30/2025	19	2G C24	2 27401 650	i	1	133.16	133.16	8.078
4/30/2025	19	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	66.769
4/30/2025	20	2G C24	2 27461 650	i	1	133.16	133.16	8.169
4/30/2025	20	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	67.794
4/30/2025	21	2G C24	2 27401 650	i	1	133.16	133.16	8.269
4/30/2025	21	5GICE	5 58304 001	i	1	606	606	64.15

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

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”*.

Además, tomando como base lo declarado por el AMM, la revisión de estos hechos permite determinar que las limitaciones de exportación de Guatemala y los efectos económicos observados en el MER tienen su origen en la información operativa remitida por el AMM al EOR en el marco de los redespachos regionales de los días 29 y 30 de abril. Dichas acciones se realizaron de conformidad con las normas NCC-1, NCC-10 y NCO-1, de aplicación nacional y de conocimiento público según indicó el AMM, y fueron procesadas por el EOR conforme a lo dispuesto en el Libro II del RMER, en particular los numerales A3.4.4.1, A3.4.4.2 del Anexo 3, y el apartado 5.17.7 del Libro II del RMER, que regulan el tratamiento de ofertas, la atención de Contratos Firmes y el procedimiento de Redespacho Regional.

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 justifica 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.

Ahora bien, en relación con la resolución CRIE-08-2025, vigente desde el 1 de mayo de 2025 y cuyo período 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 EDECSA-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.

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 EDECSA-GT, S.A., 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 EDECSA-GT, S.A.

3. En cuanto al petitorio de EDECSA-GT, S.A.

EDECSA-GT, S.A. solicitó a esta Comisión lo siguiente:

“i) Determinar que los sobre costos producidos por el modelo de optimización del predespacho regional, en los casos expuestos, son incorrectos y no deben ser asignados al Agente del CF.

ii) Instruir al EOR para que los sobre costos atribuidos actualmente asignados al Agente del CF afectados sean asignados a los CVT netos y por consiguiente trasladados a la CGC, en tanto entre en vigencia la Resolución CRIE-08-2025.

iii) En defecto de lo anterior, instruir al EOR a modificar las conciliaciones diarias de los casos expuestos, a fin de eliminar los sobre costos cargados a los Agentes de los CF afectados”.

Al respecto y con base en la información remitida por el EOR y el AMM, así como en el análisis efectuado para los periodos comprendidos entre el 16 y 17 de marzo de 2025 y el 29 y 30 de abril de 2025, corresponde indicar lo siguiente:

1) Sobre la solicitud de determinar que los sobre costos son incorrectos y no deben asignarse al Agente del CF

En cuanto al Período 1 (16 y 17 de marzo de 2025), de acuerdo con la información técnica suministrada por el EOR y el AMM, así como con la investigación previamente realizada por la CRIE para la emisión de las resoluciones CRIE-27-2025 y CRIE-28-2025, se verificó que los redespachos analizados correspondieron a condiciones de generación en el área de control de Panamá y no involucraron a EDECSA-GT, S.A. ni a los puntos de medida asociados a sus Contratos Firmes. En consecuencia, los eventos de ese período no generaron costos en el Mercado de Oportunidad que no fueran los atribuibles a las ofertas de flexibilización realizadas por EDECSA-GT, S.A. y, por tanto, no existe un caso concreto sobre el cual pronunciarse en los términos planteados para esos días.

Respecto del Período 2 (29 y 30 de abril de 2025), el análisis técnico muestra que los resultados del Predespacho y Redespacho Regional se originan en la reducción de capacidad de generación disponible declarada por el AMM en los predespachos nacionales, en aplicación de su normativa nacional (NCC-1, NCC-10, NCO-1) y en ejercicio de sus facultades para priorizar el abastecimiento de la demanda interna. Cabe destacar que el literal d) del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER confiere expresamente al OS/OM la facultad de revisar, conforme a las normas de su mercado, la carga de Contratos Firmes, marco dentro del cual el AMM actuó según lo establecido en la regulación regional.

El EOR, a su vez, procesó esos insumos en el modelo de optimización conforme a lo dispuesto en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, tratando las ofertas asociadas a CF sin respaldo nacional como ofertas de oportunidad, y manteniendo los retiros de los Contratos Firmes como compromisos fijos del modelo.

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.

Es importante señalar que este tipo de mecanismos para el suministro de componentes fijos o inelásticos de demanda, a cualquier costo congruente con las ofertas de oportunidad presentadas por los agentes, ha sido desarrollado tomando como base el *“INFORME DE DISEÑO DE DETALLE DEL MER”*. Tal como se indica en la introducción de dicho documento, *“El Informe de Diseño de Detalle del MER constituye el soporte conceptual de las reglas contenidas en el Reglamento de Operación del MER.”*.

2) Sobre la solicitud de reasignar los sobrecostos a los CVT netos y trasladarlos a la CGC

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 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.

3) Sobre la solicitud de instruir al EOR a modificar las conciliaciones diarias

En el caso analizado:

- El EOR acreditó que el modelo de optimización fue ejecutado con los predespachos nacionales y la información oficial remitida por el AMM, sin detectarse inconsistencias técnicas en los insumos.
- El tratamiento de las ofertas y de los Contratos Firmes se realizó conforme a los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, y al procedimiento de redespacho regulado en el numeral 5.17.7 del Libro II del RMER.
- Los resultados económicos (precios ex ante y TPNC) son coherentes con la reducción de disponibilidad declarada (que incidió en el abastecimiento del MOR para el cumplimiento

de los compromisos contractuales), y la conciliación se realizó de conformidad con el numeral A4.1 del Anexo 4 del Libro II del RMER.

En ausencia de evidencia que demuestre un error en el modelo de Predespacho Regional, en la parametrización utilizada o en la aplicación de la regulación, no se cuenta con el sustento técnico ni regulatorio para instruir al EOR a modificar las conciliaciones diarias de los días 29 y 30 de abril de 2025. Los resultados responden a las condiciones operativas y a la información oficial suministrada por el operador nacional, y no a una falla del modelo o a una incorrecta implementación de la normativa regional.

Por todo lo anterior expuesto, no procede declarar con lugar la solicitud planteada por EDECSA-GT, S.A., tramitada bajo el número de expediente CRIE-SG-06-2025, en virtud de que no se identifican elementos técnicos que demuestren la existencia de errores en el modelo de optimización del Predespacho Regional o en la aplicación de la regulación vigente, ni existe disposición normativa aplicable que sustente la procedencia de lo solicitado por la empresa.

4) Sobre la solicitud de audiencia ante la Junta de Comisionados

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.

XII

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 (...)*”.

XIII

Que en reunión presencial número 204, llevada a cabo el 24 de noviembre de 2025, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la solicitud presentada por EDECSA-GT, S.A., tal y como se expone en los considerandos que preceden, de conformidad con lo establecido en la regulación regional, acordó: declarar no ha lugar la solicitud planteada por EDECSA-GT, Sociedad Anónima tramitada bajo el número de expediente CRIE-SG-06-2025, en virtud de que no existe disposición normativa vigente que sustente la procedencia de lo solicitado.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

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

RESUELVE

PRIMERO. Declarar no ha lugar la solicitud planteada por EDECSA-GT, Sociedad Anónima tramitada bajo el número de expediente CRIE-SG-06-2025, en virtud de que no existe disposición normativa vigente que sustente la procedencia de lo solicitado.

SEGUNDO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigor de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.2 del Libro IV del RMER.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en veintitrés (23) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día viernes veintiocho (28) de noviembre de dos mil veinticinco (2025).

**Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo**