

**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-11-2026, emitida el veintisiete de mayo de dos mil veintiséis, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-11-2026**

**COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 6 de agosto de 2020, mediante la resolución CRIE-50-2020, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) aprobó la “(b) Regla de reducción de la energía requerida por los Contratos Firmes” del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), así como el apartado D4 del Anexo D del Libro III del RMER, relativo a la asignación de Derechos de Transmisión con pérdidas.

**II**

Que el 5 de diciembre de 2025, el Ente Operador Regional (EOR) publicó los resultados de la asignación anual de Derechos de Transmisión A2601, en la cual se adjudicaron para enero de 2026 un total de 200 MW de inyección y aproximadamente 10 MW de retiro en Panamá.

**III**

Que el 6 de enero de 2026, durante el período de mercado 17, se declararon Contratos Firmes por 200 MW de inyección y 0 MW de retiro en Panamá; como resultado de la aplicación de la regla de reducción, la energía declarada final fue ajustada a 198.527 MW.

**IV**

Que el 16 de enero de 2026, Generadora del Atlántico, S.A. (GENA), mediante la nota con número de referencia GENA-GEG-010-26 del 15 de enero de 2026, solicitó a la CRIE revisar el modelo de asignación de los Derechos Firmes de Transmisión y evaluar el orden y metodología de cálculo de los flujos y pérdidas.

**V**

Que el 23 de enero de 2026, mediante el auto CRIE-SG-01-2026-01 la CRIE brindó acuse de recibo a la solicitud planteada por GENA. 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.

**VI**

Que el 27 de enero de 2026, mediante la nota con número de referencia GENA-GEG-015-26, GENA aportó lo requerido en el auto CRIE-SG-01-2026-01.

**VII**

Que el 4 de febrero de 2026, mediante la nota con número de referencia CRIE-SE-GM-GJ-07-04-02-2026, la CRIE requirió al EOR información relacionada con la solicitud planteada por GENA.

**VIII**

Que el 4 de marzo de 2026, mediante la nota con número de referencia EOR-GM-04-03-2026-080, el EOR remitió a la CRIE el documento denominado “*Informe técnico para la atención de nota CRIE-SE-GM-GJ-07-04-02-2026*”.

**IX**

Que el 13 de abril de 2026, mediante el auto CRIE-SG-01-2026-03, 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.

**X**

Que el 28 de abril de 2026, mediante la nota con número de referencia CRIE-SE-GM-GJ-73-28-04-2026, la CRIE requirió al EOR información adicional relacionada con la solicitud planteada por GENA.

**XI**

Que el 20 de mayo de 2026, mediante la nota con número de referencia EOR-GM-20-05-2026-173, el EOR remitió a la CRIE el documento denominado “*Informe técnico para la atención de nota CRIE-SE-GM-GJ-73-28-04-2026*”.

## 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 1.5.3.2 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), “*En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: (...) // i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; (...) // iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente*

*transmisor; (...) // viii. Definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el OS/OM y el Agente transmisor, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en este Reglamento; (...).”.*

## V

*Que según el numeral 1.3.1.6 del Libro II del 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.”.*

## VI

*Que el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER contempla 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 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: // (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: (...).”<sup>1</sup>.*

## VII

Que de conformidad con el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER, “Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF, durante el predespacho o redespacho regional, y la Renta de Congestión de dichos DF no resulte como cargo al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF) en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula.

$$R_{DF,mes} = \left[ \frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[ \sum_{h=1}^H (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) \right]$$

Donde:

$R_{DF,mes}$  = Reintegro de DF en US\$ para un mes específico.

$PDF_{DF,mes}$  = Pago como cargo en US\$ por la compra de DF para un mes específico.

$MW_{DF,mes}$  = Potencia en MW asignada al DT para un mes específico.

$MWER_{CF,h}$  = Energía Requerida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado ‘h’ en el mes.

$NPer_{mes}$  = Número de períodos de mercado del mes.

$MWRR_{CF,h}$  = Energía Requerida reducida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado ‘h’ en el mes.

$h$  = Índice de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la  $MWRR_{CF,h}$  es mayor o igual que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

$H$  = Total de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la  $MWRR_{CF,h}$  es mayor o igual que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la Cuenta General de Compensación (CGC).”

## VIII

Que el apartado D4 del Anexo D del Libro III del RMER establece lo pertinente a la formulación de la asignación de Derechos de Transmisión con pérdidas; y en específico, el numeral D4.1 del referido anexo, regula la modelización de las pérdidas.

## IX

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. (...)*”.

## X

Que se procedió a analizar la solicitud planteada por GENA de la siguiente manera:

### **1. Sobre la solicitud presentada por Generadora del Atlántico, S.A.**

Mediante la nota con número de referencia GENA-GEG-010-26 del 15 de enero de 2026, Generadora del Atlántico, S.A. (GENA) presentó ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) una serie de consideraciones y solicitudes relacionadas con el modelo de asignación de los Derechos de Transmisión, así como el orden y la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

En su comunicación, el agente manifestó preocupación por situaciones observadas durante el Predespacho Regional, particularmente en períodos de alta demanda, en los cuales se habrían aplicado reducciones a las capacidades previamente asignadas bajo Derechos Firmes (DF), situación que impactó la capacidad efectivamente exportada desde el área de control de Panamá.

A manera de ejemplo, GENA señaló que, para la hora 17 del predespacho correspondiente al día 6 de enero de 2026, el Contrato Firme (CF) identificado con el código CF61A0000876 registró una reducción de su capacidad originalmente asignada, pasando de 5.000 MW a 4.963 MW. De acuerdo con lo expuesto por el agente, esta reducción estaría asociada a la consideración de pérdidas técnicas dentro del cálculo de la capacidad de exportación utilizable desde Panamá.

En ese contexto, GENA planteó que podría existir una inconsistencia en el modelo de asignación de los DT, en tanto se asigna una capacidad que luego no resulta efectivamente transmisible en la operación real del sistema.

Adicionalmente, el agente manifestó inquietud respecto del orden en que se realizan los cálculos de flujos y pérdidas dentro de la programación regional. En particular, indicó haber observado que, luego de aplicarse reducciones a DF previamente adjudicados, se habilita el ingreso de contratos no firmes físicos flexibles o transacciones de oportunidad que terminan utilizando esa misma capacidad de transmisión. A criterio de GENA, esta situación podría desvirtuar el carácter prioritario de los DT, los cuales implican obligaciones contractuales y compromisos financieros asumidos por los agentes del mercado, colocándolos al mismo nivel que otro tipo de transacciones sin firmeza.

En atención a lo anterior, GENA solicitó a la CRIE:

- a) Revisar el modelo de asignación de los Derechos Firmes de Transmisión, de forma que la capacidad adjudicada en las subastas considere desde su origen las pérdidas técnicas del sistema y no exceda la capacidad efectivamente transmisible a través de la red SIEPAC.
- b) Evaluar el orden y la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas, de manera que las reducciones aplicadas a los Derechos Firmes de Transmisión sean consistentes con el uso efectivo posterior de la capacidad de transmisión, considerando los mecanismos de flexibilización de CF y la posterior habilitación de transacciones bajo contratos no firmes físico flexibles, a fin de evitar recortes de capacidad que posteriormente resulta operativamente disponible.

Finalmente, GENA indicó que considera fundamental que el diseño y operación del MER aseguren la coherencia entre los compromisos económicos asumidos por los agentes y la capacidad efectiva de transmisión que se les reconoce, a efectos de preservar la confianza en los mecanismos de asignación de los Derechos Firmes.

## **2. Análisis técnico del EOR sobre los aspectos señalados en la solicitud**

Con el propósito de atender la solicitud planteada por GENA, mediante la nota con número de referencia CRIE-SE-GM-GJ-07-04-02-2026 del 4 de febrero de 2026, la CRIE requirió al Ente Operador Regional (EOR) que remitiera la siguiente información:

- “
1. *Análisis y opinión técnica del modelo de asignación de los Derechos Firmes de Transmisión, particularmente en lo relativo a la correspondencia entre la capacidad adjudicada y la capacidad efectivamente transmisible en el Predespacho Regional. Dicho análisis deberá incluir una valoración sobre la factibilidad técnica y operativa de incorporar, desde la etapa inicial de asignación, las pérdidas técnicas del sistema.*
  2. *Evaluación del orden y la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas, a fin de analizar si las reducciones aplicadas a los Derechos Firmes de Transmisión resultan consistentes con el uso efectivo posterior de la*

*capacidad de transmisión, especialmente en aquellos casos en los que se habilita el ingreso de contratos no firmes físicos flexibles o transacciones de oportunidad que terminan utilizando esa misma capacidad de transmisión en el Predespacho Regional.*

- 3. Cualquier análisis o elemento técnico adicional que el Ente Operador Regional (EOR) estime pertinente en relación con el caso concreto planteado por Generadora del Atlántico, S.A. mediante la nota con número de referencia GENA-GEG-010-26 del 15 de enero de 2026, la cual se adjunta la presente comunicación y que dio origen a la apertura del expediente CRIE-SG-01-2026. ”.*

En respuesta a lo anterior, mediante la nota con número de referencia EOR-GM-04-03-2026-080 del 4 de marzo de 2026, el EOR remitió el documento denominado “Informe técnico para la atención de nota CRIE-SE-GM-GJ-07-04-02-2026”, el cual contiene el análisis técnico de dicho ente sobre las observaciones planteadas por el solicitante.

Respecto al primer planteamiento, relacionado con el modelo de asignación de los DT, el EOR concluyó lo siguiente:

- “
- 1. Las pérdidas técnicas del sistema del Predespacho Regional siempre serán diferentes a las que se determinan durante la ejecución de las asignaciones de los DT, debido a que en el Predespacho Regional se consideran los posibles cambios en la red eléctrica, el flujo de las transacciones no firmes y el flujo de los predespachos nacionales con sus pérdidas de transmisión nacionales.*
  - 2. En el Predespacho Regional, los CF se declaran balanceados (inyección igual a retiro), por lo tanto, los mismos no abastecen sus propias pérdidas.*
  - 3. No existe una correspondencia entre los DT asignados y los CF finalmente declarados. Por lo tanto, cualquier cálculo de pérdidas que se realice en las asignaciones de DT, podría no corresponder al cálculo del Predespacho Regional.*
  - 4. En la optimización del predespacho regional, la inyección de los CF puede flexibilizarse, por lo tanto, la distribución y abastecimiento de pérdidas de transmisión no necesariamente se origina desde el área de control de inyección.*
  - 5. En el seno del Comité Técnico Interinstitucional de DT (CTIDT) y en la Consultoría LP-2024-010 ‘Proyecto de propuesta de modificación regulatoria de los Derechos de Transmisión (DT)’ se ha recomendado eliminar a las pérdidas eléctricas del modelo de asignación de DT ya que*

*ocasionan múltiples distorsiones y complicaciones, entre las cuales se pueden mencionar:*

- a. Las pérdidas de transmisión son valorizadas en el modelo de DT como un descuento al pago del DT, lo que puede provocar que el PDF sea bajo o inclusive que resulte en abono al titular del DT.*
- b. No linealidad del modelo matemático si se consideran pérdidas (sic) de transmisión modeladas cuadráticamente.*
- c. Asignaciones de Derechos de Transmisión con potencia (sic) minúsculas.*
- d. Limitaciones en la asignación de nuevos DT en contraflujo que alivien las pérdidas constantes de los DT Existentes (sic) previamente asignados, ya que se pierde el balance original existente.*
- e. Asignaciones de pérdidas a DT diferentes a los que las ocasionaron. Es decir, todos los DT ocasionan pérdidas, pero no todos inyectan pérdidas.*
- f. El máximo porcentaje de pérdidas es variable y podría limitar la asignación de DT en caso de resultar pequeño.*
- g. Mayores tiempos de ejecución del modelo matemático al considerar pérdidas (sic) de transmisión linealizadas algorítmicamente.*
- h. El modelaje sin pérdidas también fue confirmado y recomendado por los Consultores Dr. Jesús Velásquez y el Dr. Alex Papalexopoulos, quienes no identificaron un valor agregado al incluir pérdidas.*

*Por lo anterior, no se considera viable la factibilidad técnica y operativa de incorporar, desde la etapa inicial de asignación, las pérdidas técnicas del sistema.”.*

Sobre el segundo planteamiento realizado por GENA, relativo al orden y metodología de cálculo de flujos y pérdidas, el EOR llegó a las siguientes conclusiones:

- “
- 1. Los CF tienen prioridad sobre cualquier otra transacción no firme, sin embargo, su factibilidad se evalúa antes de la optimización del Predespacho Regional con el fin de evitar una ‘ineficiencia en la optimización del predespacho’ en las flexibilizaciones de la parte vendedora del CF, las cuales históricamente causaron sobrecostos en concepto de CARN. En la regla de reducción se consideran flujos de potencia con pérdidas en los CF con el fin de minimizar cortes posteriores por Energía No Servida (ENS).*

2. *En la optimización, es posible que las transacciones de oportunidad u ofertas de flexibilidad relacionadas a los CNFFF resulten despachadas utilizando la capacidad liberada por la reducción de los CF, siempre y cuando su componente física no afecte la factibilidad de los CF.*
3. *Adicionalmente en los casos en los cuales, como producto de la optimización del predespacho regional se flexibiliza la inyección de los CF debido a precios más competitivos en el MOR, esto posibilita que otras transacciones no firmes se programen, haciendo un uso efectivo de la capacidad de transmisión disponible. Lo anterior no desvirtúa el carácter prioritario de los CF en el retiro sobre otras transacciones no firmes dado que la ER de dicho CF sí es abastecida.*

*Por lo anterior, conforme a la evaluación del orden y la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas, las reducciones aplicadas a los Contratos Firmes resultan consistentes con el uso efectivo posterior de la capacidad de transmisión en el Predespacho Regional.”.*

Asimismo, el EOR señaló como elementos técnicos adicionales los siguientes:

- “
1. *El caso concreto planteado por Generadora del Atlántico, S.A. representa una frecuencia de ocurrencia baja. Puesto que, desde el 01 de enero de 2026 hasta el 28 de febrero de 2026, comprendiendo un total de 1,416 periodos de mercado, solo en 126 periodos de mercado se dio reducción de CF por la capacidad de exportación total de Panamá, lo que equivale a una ocurrencia del 8.9 % en el rango de fechas antes mencionado.*
  2. *Todas las reducciones a los CF conllevan un reintegro económico con respecto al pago del derecho firme asociado y la reducción aplicada, conforme al numeral 8.7.3 del Libro III del RMER.*
  3. *En la regla de reducción, la factibilidad de los CF y sus pérdidas de transmisión dependen de las declaraciones diarias de los mismos. Para el año 2026, el caso de reducción de los CF por el requerimiento de pérdidas de transmisión de los 200 MW de los CF de exportación en Panamá podría evitarse si los Agentes declarasen parcial o totalmente los 10 MW de los CF de importación en Panamá, es decir que el flujo neto de los CF sea el mismo que el flujo neto de los DF asignados. No obstante, la declaración de los contratos depende de la voluntad de los agentes involucrados.*
  4. *Las reducciones de las ER por los CF se realizan previo a la optimización del Predespacho Regional con el fin de:*

- *Evitar que se genere ‘ineficiencia en la optimización del predespacho’, es decir que se vuelva a presentar el CARN que se estableció mediante la Resolución CRIE-112-2018 y posteriormente se derogó mediante la Resolución CRIE-50-2020.*
- *Minimizar los cortes de contratos por Energía No Servida (ENS) conforme a la ‘(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro’ del apartado A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, ya que, ante escenarios complejos, se pone en riesgo la convergencia del modelo matemático del predespacho regional. Asimismo, ante múltiples restricciones, los contratos cortados por ENS podrían ser diferentes a los que se determinen con el algoritmo de la ‘(b) Regla de reducción de la energía requerida por los Contratos Firmes’ del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.”.*

Posteriormente, mediante la nota con número de referencia CRIE-SE-GM-GJ-73-28-04-2026 del 28 de abril de 2026, la CRIE requirió al EOR un análisis comparativo de los eventos de reducción de Contratos Firmes asociados a Derechos de Transmisión para el período del 1 de enero de 2025 al 31 de marzo de 2026, así como una opinión técnica respecto a la pertinencia de efectuar adecuaciones al modelo de asignación de los Derechos de Transmisión y/o al proceso de Predespacho Regional. Lo anterior, con el propósito de complementar el análisis que esta Comisión venía desarrollando en cuanto a la solicitud presentada por GENA.

En atención a lo anterior, mediante la nota con número de referencia EOR-GM-20-05-2026-173 del 20 de mayo de 2026, el EOR remitió a la CRIE el documento denominado “Informe técnico para la atención de nota CRIE-SE-GM-GJ-73-28-04-2026”, en el cual, entre otras cosas, concluyó lo siguiente:

*“(…) técnicamente no se considera pertinente efectuar adecuaciones al modelo de asignación de Derechos de Transmisión.*

*En el caso del proceso del Predespacho Regional, con base en los resultados del análisis comparativo del numeral anterior, los casos cuando los flujos de potencia con pérdidas de los CF y los flujos de los predespachos nacionales resultaron ser superiores a los límites (sic) determinados por las MCTP fue de un 15.5 % de los periodos (1,692 de 10,920 periodos) en los que se declararon dichos CF, únicamente resultaron en una reducción de 0.88 % de la energía declarada inicial de los CF (2,965 MWh reducidos de 338,348 MWh declarados) a los que se le aplicaron dichas reducciones.*

*Tomando en cuenta lo anterior, técnicamente se considera conveniente profundizar en el análisis del comportamiento de la programación de los contratos firmes con base en la regulación vigente para identificar posibles*

*soluciones a la situación que se está presentando. Los resultados de dichos análisis se informarán al regulador regional. De requerirse adecuaciones a la regulación regional, se preparará la propuesta respectiva con base en los procedimientos establecidos.”.*

### **3. Análisis de la CRIE sobre la solicitud**

#### **a) Sobre el Contrato Firme CF61A0000876 mencionado en la solicitud**

En su requerimiento, GENA citó como ejemplo lo ocurrido durante la hora 17 del predespacho correspondiente al día 6 de enero del 2026, en la cual el CF identificado con el código CF61A0000876 registró una reducción de la capacidad originalmente asignada, pasando de 5.000 MW a 4.963 MW. Según señaló el referido agente, dicha reducción se debió a que el flujo efectivo utilizable dentro de la capacidad de exportación de 200.00 MW de Panamá correspondía al flujo con pérdidas. A criterio de GENA, esta situación evidenciaría una posible inconsistencia en el modelo de asignación de los Derechos Firmes de Transmisión, en tanto se asigna una capacidad que luego no resulta plenamente utilizable en la operación real del sistema.

Al respecto, en el “Informe técnico para la atención de nota CRIE-SE-GM-GJ-07-04-02-2026”, el EOR explicó que la situación indicada se originó por la interacción entre la asignación de Derechos de Transmisión, la declaración diaria de Contratos Firmes y la evaluación de factibilidad realizada en el Predespacho Regional. Para enero de 2026, en la asignación anual A2601 se adjudicaron Derechos de Transmisión por 200 MW de inyección en Panamá y aproximadamente 10 MW de retiro en ese mismo país, configuración que determinó el flujo neto y las pérdidas consideradas en el proceso de asignación.

Posteriormente, durante el período de mercado 17 del día 6 de enero de 2026, los agentes declararon Contratos Firmes con 200 MW de exportación desde Panamá; sin embargo, los Contratos Firmes asociados a importaciones hacia Panamá no fueron declarados. Como consecuencia, el flujo neto considerado durante el Predespacho Regional resultó distinto al flujo neto utilizado originalmente en la asignación de Derechos de Transmisión.

A partir de las declaraciones efectuadas, el EOR realizó la evaluación de factibilidad de los Contratos Firmes aplicando la regla prevista en el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER. Sobre este punto, el EOR señaló que los Contratos Firmes son declarados de forma balanceada, es decir, con igualdad entre energía de inyección y energía de retiro; no obstante, para evaluar su factibilidad deben considerarse los flujos de potencia y las pérdidas de transmisión asociadas.

Bajo esas condiciones, el flujo de exportación declarado desde Panamá generó requerimientos adicionales por pérdidas eléctricas, provocando que el flujo total requerido superara la capacidad efectiva disponible de exportación. Como resultado, el algoritmo de reducción aplicó el ajuste correspondiente sobre la energía requerida de los Contratos Firmes con el propósito de mantener la factibilidad operativa del sistema y minimizar potenciales cortes posteriores por variables de racionamiento.

En consecuencia, la energía total declarada fue reducida de 200 MW a 198.527 MW. Dentro de este ajuste se encontraba el Contrato Firme CF61A0000876, mencionado por GENA en su solicitud, cuya capacidad pasó de 5.000 MW a 4.963 MW. Según lo indicado por el EOR, esta situación no correspondió a una reducción del Derecho de Transmisión adjudicado, sino a un ajuste operativo derivado de las condiciones específicas de declaración de contratos y de la aplicación de reglas previstas en el RMER.

El EOR también advirtió que esta situación podría haberse mitigado si los agentes hubieran declarado parcial o totalmente los 10 MW de Contratos Firmes de importación en Panamá, de manera que el flujo neto de los Contratos Firmes coincidiera con el flujo neto considerado originalmente durante la asignación de Derechos de Transmisión. Sin embargo, precisó que dicha declaración de contratos corresponde a decisiones propias de los agentes participantes.

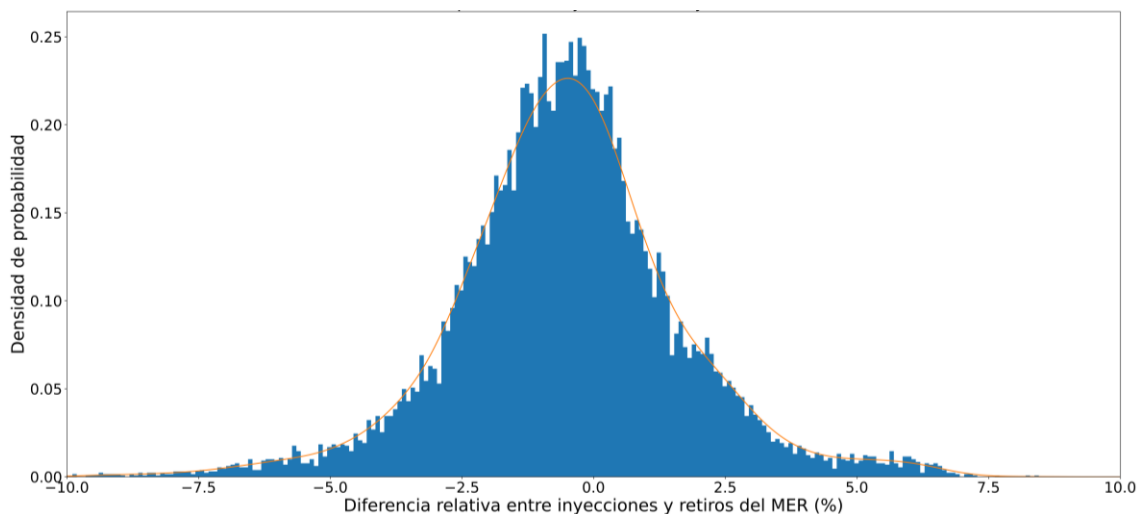
#### b) Sobre el modelo de asignación de los Derechos de Transmisión

En su solicitud, GENA requiere que se revise el modelo de asignación de los Derechos Firmes de Transmisión, de forma que la capacidad adjudicada en las subastas considere desde su origen las pérdidas técnicas del sistema y no exceda la capacidad efectivamente transmisible a través de la red SIEPAC.

El tema planteado debe examinarse partiendo de la naturaleza jurídica y operativa de los Contratos Firmes dentro del Mercado Eléctrico Regional (MER). En este sentido, el Glosario del Libro I del RMER define los Contratos Firmes como aquellos que dan prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, y establece que estos deben tener asociados Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro.

Por su parte, el numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER regula las características principales de estos contratos, incluyendo la obligación de la parte vendedora de suministrar energía firme a la parte compradora en el nodo de retiro de la Red de Transmisión Regional (RTR) designado en el contrato. A su vez, el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER dispone que, en el Predespacho Regional, el comprador de un Contrato Firme debe tener la mayor prioridad en la entrega de la energía requerida, aunque dicha prioridad se encuentra limitada por las restricciones de la RTR y por el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

En este contexto, es importante resaltar que el modelo de asignación de los Derechos de Transmisión ya cuenta con un modelamiento de las pérdidas, el cual se encuentra descrito en el numeral D4.1.1 del Anexo D del Libro III del RMER. Por las características de un escenario representativo, este modelo no puede predecir de forma exacta las pérdidas que se presentarán en el Predespacho Regional período a período. Lo anterior se puede observar a partir de un análisis estadístico de las diferencias entre inyecciones y retiros de los Predespachos Regionales, en el cual se evidencia el comportamiento aleatorio del mismo.



*Ilustración 1. Función de densidad de probabilidad del porcentaje de diferencias relativas entre inyecciones y retiros del MER, estimada con observaciones horarias del periodo comprendido entre el 19 de mayo de 2024 y el 19 de mayo de 2026 (elaboración propia con datos de la Base de datos del EOR).*

Ilustración 1, se presentan las pérdidas o alivios de flujo del MER de dos años representativos, los cuales muestran un comportamiento variable y una dispersión significativa en distintas escalas temporales. Aunque la mayoría de las diferencias se concentra aproximadamente entre  $-4\%$  y  $+3\%$ , la muestra registra una desviación estándar cercana al  $6.44\%$  y eventos extremos alejados del comportamiento central. Ello evidencia que las pérdidas no evolucionan de forma uniforme ni mantienen una relación constante en el tiempo, sino que dependen de condiciones operativas cambiantes, como el despacho regional, la composición de los intercambios y el estado del sistema eléctrico. En estas condiciones, modelar las asignaciones mensuales o anuales con un valor fijo o mediante una aproximación basada en un solo escenario no refleja completamente la dinámica real observada.

Adicionalmente, cabe destacar que en la asignación de Derechos Firmes no se consideran los flujos provenientes de los Predespachos Nacionales; por ello, no se incorpora un componente ex ante de pérdidas ni de alivios de pérdidas al momento de la asignación, ya que estos se determinan en la operación del Predespacho Regional y no pueden reproducirse en ese momento debido a su variabilidad.

Propiamente en lo que se refiere al caso mencionado por GENA en su solicitud, para reproducir de forma similar las pérdidas habría sido necesario replicar la operación efectiva de los Contratos Firmes y mantener una configuración equivalente a la considerada en la asignación. Sin embargo, como indicó el EOR en su informe técnico, los Derechos Firmes con importación en Panamá no fueron declarados por los agentes, por lo que no se mantuvo una condición esencial para reproducir las pérdidas asociadas a Tabla 1. Configuración de la potencia de los derechos asignados para Panamá tanto mensuales como anuales para enero 2026 (elaboración propia con base en los informes PUB-130-M2601 y PUB-130-A2601), la cual contiene los derechos asignados para Panamá en enero de 2026 y los derechos asignados entre los demás países del MER.

Nodo de Inyección	Nodo de Retiro	Suma de Potencia Inyección (MW)	Suma de Potencia Retiro (MW)
1124	6014	4.239	4.239
1124	6096	5	5
6096	1126	23	23
6096	3183	30	30
6096	3310	20	20
6096	4403	30	30
6263	1124	15	15
6263	1710	33	33
6263	4800	33	33
6263	27131	5	5
6263	27211	11	11
27131	6096	0.76	0.76

Tabla 1. Configuración de la potencia de los derechos asignados para Panamá tanto mensuales como anuales para enero 2026 (elaboración propia con base en los informes PUB-130-M2601 y PUB-130-A2601).

Con base en lo expuesto, no se identifican elementos técnicos suficientes que sustenten la modificación del modelo actual de asignación de los Derechos de Transmisión en los términos planteados por GENA. Lo anterior, por cuanto las pérdidas consideradas durante el proceso de asignación y aquellas que se observan en la operación real responden a configuraciones distintas del sistema, influenciadas por cambios en la red, declaraciones efectivas de Contratos Firmes, predespachos nacionales, transacciones no firmes y demás variables de optimización regional. Por lo que no resulta técnicamente viable incorporar, desde la asignación, las pérdidas técnicas que posteriormente se presentan durante la operación efectiva del sistema.

c) Sobre el orden y la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas

Como segundo planteamiento, GENA solicitó a esta Comisión evaluar el orden y la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas, de manera que las reducciones aplicadas a los Derechos Firmes de Transmisión sean consistentes con el uso efectivo posterior de la capacidad de transmisión, considerando los mecanismos de flexibilización de CF y la

posterior habilitación de transacciones bajo contratos no firmes físico flexibles, a fin de evitar recortes de capacidad que posteriormente resulta operativamente disponible.

En cuanto a la metodología de cálculo de flujos y pérdidas, cabe señalar que de conformidad con el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, previo a la optimización del Predespacho Regional, el EOR debe realizar una evaluación de factibilidad de los Contratos Firmes, la cual tiene por objeto determinar si la energía requerida puede atenderse en condiciones técnicamente viables para la RTR. Si bien los Contratos Firmes tienen prioridad frente a otras transacciones, dicha prioridad está sujeta a las restricciones operativas y a los criterios regionales de calidad, seguridad y desempeño. En esta etapa, se analizan los flujos con pérdidas y, cuando se identifican condiciones que comprometen la factibilidad operativa del sistema para un período de mercado determinado, se aplican reducciones a la energía requerida de los Contratos Firmes para minimizar cortes posteriores por variables de racionamiento y preservar una operación segura y eficiente del sistema regional.

Ahora bien, el Predespacho Regional no considera únicamente los Contratos Firmes, sino que integra de manera simultánea las demás ofertas y transacciones del mercado. Por ello, no es posible anticipar todas las combinaciones operativas que podrían hacer viable una transacción que inicialmente no lo era. En ese contexto, después de analizarse la factibilidad aislada de los Contratos Firmes, el modelo de optimización evalúa conjuntamente las ofertas del mercado y las flexibilizaciones de los Contratos Firmes para identificar la configuración que maximiza el beneficio social y aprovecha de forma más eficiente la capacidad de transmisión disponible.

En consecuencia, más que un error del modelo o una anomalía operativa, esta situación refleja una funcionalidad propia del mecanismo de optimización. En el caso particular mencionado por GENA en su solicitud, se observa además que la componente de inyección asociada a los Contratos Firmes entre los nodos 6096 y 4403 fue flexibilizada y atendida mediante otras ofertas que resultaron más eficientes para maximizar el beneficio social del período de mercado, tal como se muestra en la Tabla 2.

Nodo de Inyección	Nodo de Retiro	Suma de MW Energía Declarada	Suma de MW Energía Reducida	Suma de MW Predespachados de inyección
6096	1126	23	22.831	22.831
6096	3183	30	29.779	29.779
6096	3310	20	19.853	19.853
6096	4403	30	29.778	0
6263	1124	15	14.89	14.89
6263	1710	33	32.757	32.757
6263	4800	33	32.757	32.757
6263	27131	5	4.963	4.963
6263	27211	11	10.919	10.919

*Tabla 2. Energía de los contratos operados para Panamá para el día 6 de enero de 2026 período 17 (elaboración propia con base en el informe PUB004-PRE-20260106-OSO006-140333).*

Según se puede apreciar, la diferencia entre el escenario de asignación y las condiciones declaradas en la operación (evidenciada al comparar la Tabla 1 con la Tabla 2) confirma que en este caso la falta de declaración de los contratos de importación modificó el flujo neto esperado. Como señaló el EOR en su informe técnico, al no existir una correspondencia estricta y obligatoria entre los derechos asignados y los contratos finalmente declarados, las variaciones en la composición de las transacciones alteran el comportamiento de los flujos y las pérdidas reales del sistema.

Adicionalmente, el EOR indicó que, para el período comprendido entre el 1 de enero y el 28 de febrero de 2026, las reducciones asociadas a Contratos Firmes vinculados con exportaciones desde Panamá presentaron una ocurrencia aproximada del 8.9 % respecto del total de períodos evaluados. Esto permite determinar que las situaciones identificadas no evidencian, por sí mismas, un comportamiento generalizado ni una afectación estructural sobre el funcionamiento del MER.

Asimismo, debe considerarse que los escenarios evaluados durante el Predespacho Regional no dependen exclusivamente de los Contratos Firmes asociados a una determinada transacción, sino también de la interacción de múltiples componentes del mercado, incluyendo otras transacciones regionales, ofertas, mecanismos de flexibilización, condiciones de red y restricciones operativas. Bajo esa lógica, la factibilidad de una transacción no puede evaluarse de manera aislada, dado que existen una serie de condiciones operativas que pueden modificar los flujos efectivos del sistema y habilitar escenarios distintos a los inicialmente previstos. En consecuencia, la utilización posterior de capacidad disponible no constituye una inconsistencia en el modelo de asignación de los Derechos de Transmisión, sino una situación derivada de la dinámica propia del proceso de optimización regional.

De forma complementaria, en el análisis comparativo efectuado por el EOR sobre los eventos de reducción de Contratos Firmes asociados a Derechos de Transmisión, para el período comprendido entre el 1 de enero de 2025 y el 31 de marzo de 2026, se identificó que los casos en los que los flujos de potencia con pérdidas asociados a los Contratos Firmes declarados y los flujos de los predespachos nacionales superaron los límites establecidos por las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), representaron una disminución del 0.88 % respecto de la energía inicialmente programada, de modo que su incidencia operativa resulta poco significativa.

Además, es importante resaltar que el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER contempla estos escenarios de reducción y establece la posibilidad de que se otorgue al agente un reintegro del pago del Derecho Firme en proporción a lo reducido.

En consecuencia, no se identificaron elementos técnicos suficientes para concluir que el orden y la metodología actualmente utilizados para el cálculo de los flujos y pérdidas dentro del Predespacho Regional resulten contrarios al diseño vigente del RMER o que las reducciones aplicadas a los Contratos Firmes sean inconsistentes con el uso efectivo posterior de la capacidad de transmisión. Más bien, el análisis efectuado evidenció que las reducciones aplicadas durante la evaluación de factibilidad responden a condiciones operativas específicas y a mecanismos preventivos orientados a preservar la seguridad y factibilidad del sistema bajo las condiciones conocidas antes del proceso de optimización del Predespacho Regional, a lo cual se suma el hecho de que estas reducciones están siendo compensadas a los agentes por medio de reintegros.

Posteriormente, durante la optimización integral del Predespacho Regional, la interacción entre mecanismos de flexibilización, transacciones no firmes, ofertas de oportunidad, condiciones de red y cambios en los flujos efectivos puede modificar las condiciones inicialmente previstas y habilitar escenarios operativos distintos que permitan una utilización más eficiente de la capacidad disponible. Bajo ese contexto, la programación posterior de transacciones no firmes o mecanismos de flexibilización utilizando capacidad liberada no implica una pérdida de prioridad de los Contratos Firmes ni una inconsistencia en la secuencia operativa vigente, sino que constituye una consecuencia propia de la dinámica de optimización del mercado y de la búsqueda de un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles.

Asimismo, los antecedentes analizados muestran que el fenómeno descrito presenta una incidencia operativa limitada y no corresponde a un comportamiento estructural que justifique la introducción de modificaciones regulatorias al esquema vigente. En ese sentido, no resulta procedente acoger la solicitud planteada por GENA, en los términos propuestos, en cuanto al orden y la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas. No obstante, en el marco de sus facultades regulatorias y normativas, así como las de supervisión y vigilancia del Mercado Eléctrico Regional, esta Comisión continuará dando seguimiento a este tipo de situaciones dentro de los análisis integrales que actualmente se desarrollan sobre los Derechos de Transmisión y su funcionamiento en el MER, con el propósito de valorar los efectos de la aplicación de la norma vigente, sus posibles impactos operativos y económicos, así como eventuales oportunidades de mejora regulatoria que resulten técnica y regulatoriamente pertinentes.

## XI

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 (...)*”.

## XII

Que en reunión presencial número 210, llevada a cabo los días 27 y 28 de mayo de 2026, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la solicitud presentada por Generadora del Atlántico, 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 el referido agente, toda vez que no se identificaron elementos técnicos suficientes que sustenten la necesidad de modificar el modelo de asignación de los Derechos de Transmisión ni la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas actualmente aplicada en el Predespacho Regional, en los términos planteados por el solicitante.

### **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 Generadora del Atlántico, S.A., toda vez que no se identificaron elementos técnicos suficientes que sustenten la necesidad de modificar el modelo de asignación de los Derechos de Transmisión ni la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas actualmente aplicada en el Predespacho Regional, en los términos planteados por el solicitante.

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

### **PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE”**

Quedando contenida la presente certificación en diecinueve (19) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día martes 2 de junio de 2026.

**Giovanni Hernández**  
**Secretario Ejecutivo**