

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-15-2024, emitida el veinticinco de abril de dos mil veinticuatro, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-15-2024

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que el 15 de febrero de 2024, el equipo técnico de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), suscribió el informe con referencia GM-10-02-2024/GJ-14-2024/AT-07-2024 titulado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’”*.

II

Que el 22 de febrero de 2024, se llevó a cabo la reunión presencial de Junta de Comisionados de la CRIE número 182-2024, en la cual se ordenó publicar en la página web de este ente regulador, el informe con referencia GM-10-02-2024/GJ-14-2024/AT-07-2024 denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’”*.

III

Que el 22 de febrero de 2024, la CRIE emitió la resolución CRIE-07-2024 mediante la cual ordenó el inicio de la Consulta Pública 01-2024 (CP-01-2024). En ese sentido, el Resuelve Primero de la citada resolución estableció, lo siguiente:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’”*, la cual se anexa a la presente resolución y que forma parte integral de ésta.

IV

Que el 27 de febrero de 2024, se publicó en la página web de la CRIE la invitación para participar en la Consulta Pública 01-2024 (CP-01-2024), comunicándose a todos los interesados que desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 28 de febrero de 2024, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 13 de marzo de 2024, estaría abierta dicha consulta para recibir comentarios u observaciones a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’”*.

V

Que del 28 de febrero al 13 de marzo de 2024 se llevó a cabo la CP-01-2024, en la cual se presentaron observaciones y comentarios por parte de los siguientes participantes:

PARTICIPANTES	FECHA
Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	12-03-2024
AES Panamá S.R.L.	13-03-2024
Ente Operador Regional (EOR)	13-03-2024
Irma Hernández Guandique (EDECSA-GT, S.A.)	13-03-2024
Marvin Oswaldo Hernández Pocasangre (Excelergy S.A de C.V.)	13-03-2024
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	13-03-2024
Hidro Xacbal S.A.	13-03-2024
Comercia Internacional El Salvador S.A de C.V.	13-03-2024
Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	13-03-2024

Respecto al cuadro anterior, se debe indicar que el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), manifestó no tener comentarios a la referida consulta pública.

VI

Que fuera del periodo de participación establecido para la CP-01-2024 en la resolución CRIE-07-2024, los siguientes participantes presentaron observaciones:

PARTICIPANTES	FECHA	HORA
José Antonio Sánchez Boche	13/03/2024	17:26
Rafael Larios	13/03/2024	20:05
René Castellanos	14/03/2024	16:01

VII

Que el 14 de marzo de 2024, y en cumplimiento a lo establecido en la regulación regional, mediante el auto de prevención CP-01-2024-01, la CRIE indicó a la señora Irma Hernández Guandique que debía cumplir con lo siguiente: “(...) *aclarar si actúa en nombre propio o en representación de la entidad EDECSA-GT, Sociedad Anónima, en caso que actúe en representación de dicha entidad, deberá remitir documento idóneo que acredite la representación legal que ejercita (...)*”, bajo apercibimiento de que si se omitiere subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado por la CRIE, se tendrían por no presentadas las observaciones remitidas y esta Comisión no se referiría a las mismas. Al respecto, el 18 y 19 de marzo de 2024 -dentro del plazo señalado- la entidad EDECSA-GT, Sociedad Anónima (EDECSA-GT, S.A.) procedió a evacuar lo prevenido por esta Comisión.

VIII

Que el 14 de marzo de 2024, y en cumplimiento a lo establecido en la regulación regional, mediante el auto de prevención CP-01-2024-02, la CRIE indicó al señor Marvin Oswaldo Hernández Pocasangre, que debía cumplir con lo siguiente: “(...) *1) aclarar si actúa en nombre propio o en representación de la entidad Excelergy, en caso que actúe en representación de dicha entidad, deberá remitir documento idóneo que acredite la representación legal que ejercita; 2) remitir copia de su documento de identificación; y 3) indicación del correo para recibir notificaciones.*”, bajo apercibimiento de que si se omitiere subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado por la CRIE, se tendrían por no presentadas las observaciones remitidas y esta Comisión no se referiría a las mismas. En ese sentido, el 19 de marzo de 2024 -dentro del plazo señalado- la entidad Excelergy, Sociedad Anónima de Capital Variable (Excelergy S.A de C.V.), procedió a evacuar lo prevenido por esta Comisión.

IX

Que el 14 de marzo de 2024, y en cumplimiento a lo establecido en la regulación regional, mediante el auto de prevención CP-01-2024-03, la CRIE indicó al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que debía cumplir con lo siguiente: “(...) *remitir una nota haciendo llegar las observaciones, firmada por el señor Julio César Matamoros Alfaro, quien funge como apoderado general de la referida entidad (...)*”, bajo apercibimiento de que si se omitiere subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado por la CRIE, se tendrían por no presentadas las observaciones remitidas y esta Comisión no se referiría a las mismas. En ese sentido, el 18 de marzo de 2024 -dentro del plazo señalado- el ICE procedió a evacuar lo prevenido por esta Comisión.

X

Que el 16 de abril de 2024, el equipo técnico de la CRIE, luego de valorar y analizar los comentarios y observaciones planteados dentro del procedimiento de Consulta Pública 01-2024, suscribió el informe con referencia GM-21-04-2024 /AT-08-2024 /GJ-29-2024 titulado: *“INFORME DE CONSULTA PÚBLICA 01-2024//MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)”*.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 19 y 20 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER) con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad. Asimismo, conforme los literales a) y b) del artículo 22 del referido Tratado Marco, son parte de sus objetivos generales: *“(…) Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.”* y *“(…) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. (…)”*.

II

Que el Tratado Marco dispone en el artículo 23, entre otras, las siguientes facultades de la CRIE: *“(…) a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. (...) // c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. (...)”*.

III

Que el numeral 1.8.1.1 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), establece que: *“(…) Siempre que la Regulación Regional requiera que la CRIE o el EOR publiquen algún documento o información, dicho requerimiento se hará efectivo publicando el documento o información en su sitio de Internet. El documento o información se considerará publicado desde el momento en que se encuentre disponible en su respectivo sitio de Internet. //Las resoluciones que emita la CRIE entrarán en vigencia en el momento en que ésta lo disponga”*.

IV

Que de acuerdo con el procedimiento establecido en el apartado 1.8.4 del Libro I del RMER, la CRIE es el ente competente para modificar el referido reglamento, tomando en cuenta para el efecto, los fines y objetivos del MER regulados en el Tratado Marco y sus Protocolos; modificación que se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por esta Comisión.

V

Que mediante la resolución CRIE-08-2016 del 19 de febrero de 2016, esta Comisión emitió el *“Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE”*, como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional, bajo los principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva y eficaz para todos los actores del MER.

VI

Que esta Comisión sometió al procedimiento de Consulta Pública la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’”*, tramitada como CP-01-2024, debiéndose precisar lo siguiente: a) dentro del periodo de consulta pública, se recibieron observaciones y comentarios de nueve (9) participantes, según lo indicado en el Resultando V de la presente resolución; b) fuera del periodo de consulta pública se recibieron observaciones y comentarios por parte de los señores José Antonio Sánchez Boche, Rafael Larios y René Castellanos, según lo señalado en el Resultando VI de la presente resolución, en ese sentido, de conformidad con lo establecido en el Resuelve Segundo de la resolución CRIE-07-2024 esta Comisión no se refirió a los mismos; c) el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), manifestó no tener comentarios a la referida consulta pública; y d) las entidades EDECSA-GT, Sociedad Anónima, (EDECSA-GT, S.A.), Excelergy, Sociedad Anónima de Capital Variable (Excelergy S.A. de C.V.) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), evacuaron en tiempo y forma las prevenciones realizadas mediante los autos CP-01-2024-01, CP-01-2024-02 y CP-01-2024-03, respectivamente, por lo que las observaciones planteadas durante el periodo de la citada consulta deben tenerse por presentadas.

VII

Que derivado del análisis realizado a las observaciones y comentarios recibidos en el marco de la Consulta Pública CP-01-2024: *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL*

RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’”, no se consideró necesario realizar ajustes a dicha propuesta, las respuestas a las observaciones recibidas se detallan en el informe GM-21-04-2024 /AT-08-2024 /GJ-29-2024 del 16 de abril de 2024, el cual se puede observar en el anexo II de la presente resolución y forma parte integral de la misma.

VIII

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. // (...) d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE. // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita. (...)*”.

IX

Que en reunión presencial número 184, llevada a cabo el 25 de abril de 2024, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones y comentarios planteados por los participantes dentro del Procedimiento de Consulta Pública 01-2024, acordó: a) declarar extemporáneas las observaciones presentadas por los señores José Antonio Sánchez Boche, Rafael Larios y René Castellanos, por lo cual no corresponde su atención; b) tener por presentadas las observaciones realizadas por EDECSA-GT, Sociedad Anónima, (EDECSA-GT, S.A.), Excelergy, Sociedad Anónima de Capital Variable (Excelergy S.A. de C.V.) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), siendo que evacuaron en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión; c) aprobar la “*MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’*”, según el detalle que se muestra en el anexo I de la presente resolución; y d) establecer que esta resolución entrará en vigencia a partir del uno (1) de julio de 2024, para la asignación de Derechos de Transmisión mensual M2409 y las subsiguientes asignaciones.

**POR TANTO
LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE**

Con base en los resultados 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, el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE y el Reglamento Interno de la CRIE;

RESUELVE

PRIMERO. DECLARAR EXTEMPORÁNEAS las observaciones presentadas por los señores José Antonio Sánchez Boche, Rafael Larios y René Castellanos, por lo cual no corresponde su atención.

SEGUNDO. TENER POR PRESENTADAS las observaciones realizadas por EDECSA-GT, Sociedad Anónima, (EDECSA-GT, S.A.), Excelergy, Sociedad Anónima de Capital Variable (Excelergy S.A. de C.V.) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), siendo que evacuaron en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión.

TERCERO. APROBAR la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’”*, según el detalle del anexo I de la presente resolución.

CUARTO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia a partir del uno (1) de julio de 2024, para la asignación de Derechos de Transmisión mensual M2409 y las subsiguientes asignaciones.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en cuarenta y cuatro (44) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día martes treinta (30) de abril de dos mil veinticuatro (2024).

**Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo**

ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN CRIE-15-2024

MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO “D” DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: “*FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)*”.

1. Modificar el numeral D7.1.1 del Anexo D del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

D7.1.1 El precio de los DT y los precios nodales implícitos, se calcularán sobre la base de los resultados de la asignación de DT de acuerdo con las fórmulas que se presentan en el siguiente numeral.

2. Modificar el numeral D7.1.2 del Anexo D del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

D7.1.2 El monto a pagar por parte de los compradores de DT y los precios nodales implícitos que resultan de la asignación de DT, se calcularán según el siguiente procedimiento:

Sean:

$$[\beta_e^+]_{L+1}, [\beta_e^-]_{L+1}$$

valores de las variables duales asociadas a la ecuación (4) (Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes)

$$[\sigma_e]_{L+1}$$

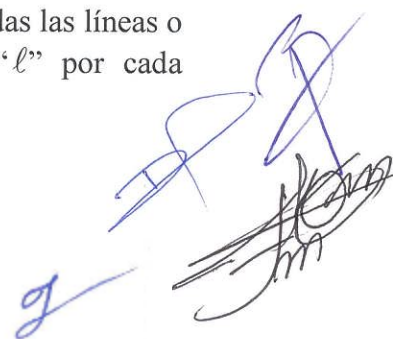
valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (8) (Ecuación de Suficiencia Financiera)

$$\lambda$$

valor escalar de la variable dual asociada a la ecuación (6) (Ecuación de Compensación de Pérdidas)

$$l$$

subíndice que se extiende a todas las líneas o vínculos “*l*” (un valor de “*l*” por cada restricción)



$CRCDF_k$

Valor de la variable dual asociada a la ecuación (9) (Límites de variables de estado). Este es el Costo Reducido de la capacidad adjudicada de cada compra de DF “k”

$CRCDFper_k$

Valor de la variable dual asociada a la ecuación (7) (Límites de aceptación de pérdidas). Este es el Costo Reducido de la capacidad adjudicada de pérdidas, asociadas a cada compra de DF “k”

Donde las variables duales $[\beta_e^+]_{L*1}$, $[\beta_e^-]_{L*1}$ y $[\sigma_e]_{L*1}$ se utilizan para definir dos sistemas de precios nodales implícitos, uno para las restricciones de tipo (4), asociadas a la factibilidad de los DF, y otro para las restricciones de tipo (6) y (8), asociadas simultáneamente a la suficiencia financiera de los DF y DFPP, así como con la ecuación de compensación de pérdidas. Mientras que las variables duales $CRCDF_k$ y $CRCDFper_k$ se consideran para la determinación del monto a pagar por parte de los compradores de DF.

Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF

$$\begin{aligned}
 [PN_{ei}]_{M*1} &= [H_{e\ell i}]_{M*L}^T \times [\beta_{e\ell}]_{L*1} \quad \forall \text{nodo } i, \text{ línea } \ell, \text{ estado } e \wedge \beta_{e\ell} > 0 \\
 PN &= [PN_i]_{M*1} = \sum_e ([H_{e\ell i}]_{M*L}^T \times [\beta_{e\ell}]_{L*1})
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

Donde:

PN es un vector columna cuyas componentes son PN_i

Notar que $[\beta_{e\ell}]_{L*1}$ es igual a $[\beta_{e\ell}^+ - \beta_{e\ell}^-]_{L*1}$

Precios Nodales implícitos de la suficiencia financiera de los DF y de los DFPP

$$\begin{aligned}
 [PON_{ei}]_{M*1} &= [H_{e\ell i}]_{M*L}^T \times [\sigma_{e\ell}]_{L*1} + [\lambda]_{M*1} \\
 PON &= [PON_i]_{M*1} = \sum_e ([H_{e\ell i}]_{M*L}^T \times [\sigma_{e\ell}]_{L*1}) + [\lambda]_{M*1}
 \end{aligned}
 \tag{14}$$



Donde:

PON es un vector columna cuyas componentes son PON_i . Su primera componente corresponde al nodo de referencia.

Pagos a los compradores y vendedores de DT

Para el caso de los compradores de DF, el precio ofertado de compra, el precio de aceptación de pérdidas y los costos reducidos $[CRCDF_k]$ y $[CRCDFper_k]$ definen el monto a pagar. Para los otros casos, los precios nodales implícitos $[PN_i]$ y $[PON_i]$ definen los pagos que deberán ser asignados a los compradores de DFPP, o que percibirán los vendedores de DT, según las expresiones:

$$PDF_k = (C_k - CRCDF_k)\alpha_k - (cper_k - CRCDFper_k)\psi_k \quad (15)$$

Si el resultado del PDF_k resulta ser negativo, el valor del PDF_k se establecerá en cero (0) para efectos de la conciliación de los DT.

$$PDFPP_j = -\left([PON]_{1 \times M}^T \times [\alpha_j TO_j + \psi_j VITOX_j]_{M \times 1}\right) \quad (16)$$

Si el resultado del $PDFPP_j$ resulta ser negativo, el valor del $PDFPP_j$ se establecerá en cero (0) para efectos de la conciliación de los DT.

$$CDF_q = -\delta_q \max\left(0, [PN]_{1 \times M}^T \times [TV_q + VITVX_q]_{M \times 1}\right) - \delta_q \left([PON]_{1 \times M}^T \times [TV_q + VITVX_q]_{M \times 1}\right) \quad (17)$$

$$CDFPP_\ell = -\delta_\ell \times [PON]_{1 \times M}^T \times [TOV_\ell + VITOVX_\ell]_{M \times 1} \quad (18)$$

Donde:

PDF_k : pago que deberá realizar el comprador del DF "k"

$PDFPP_j$: pago que deberá realizar el comprador del DFPP "j"

CDF_q : pago que percibirá el vendedor del DF "q"

$CDFPP_\ell$: pago que percibirá el vendedor del DFPP "l"





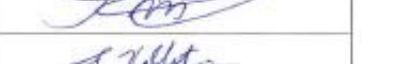



ANEXO II DE LA RESOLUCIÓN CRIE-15-2024

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME DE CONSULTA PÚBLICA 01-2024

MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO "D" DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: "FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)"

INFORME GM-21-04-2024 /AT-08-2024 /GJ-29-2024	
Responsables	Firma
Giovanni Hernández Secretario Ejecutivo	Edgard Giovanni Hernández Echeverría / 3209452-3 <small>Firmado digitalmente por Edgard Giovanni Hernández Echeverría / 3209452-3 Fecha: 2024.04.17 09:58:10 -0500'</small>
Carina Armengol	
Dennis Posadas	
Fernando Alvarez	
Franchesca Castañeda	
Francisco Valle	
Vivian Chaves	

16 de abril de 2024

Índice de Contenido

I.	RESUMEN EJECUTIVO	3
II.	ANTECEDENTES.....	3
III.	NORMATIVA APLICABLE.....	6
IV.	ANÁLISIS	11
V.	CONCLUSIONES	33
VI.	RECOMENDACIONES	34
VII.	ANEXO	

I. RESUMEN EJECUTIVO

El 22 de febrero de 2024, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la resolución CRIE-07-2024 mediante la cual resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)”*, la cual se anexa a la presente resolución y que forma parte integral de ésta.

Habiéndose realizado el análisis de las observaciones y comentarios presentados en el marco de la Consulta Pública 01-2024, no se consideró necesario realizar ajustes a la propuesta de modificación normativa. En ese sentido, se recomienda a la Junta de Comisionados de la CRIE, lo siguiente:

1. Declarar extemporáneas las observaciones presentadas por los señores José Antonio Sánchez Boche, Rafael Larios y René Castellanos, por lo cual no corresponde su atención.
2. Tener por presentadas las observaciones realizadas por EDECSA-GT, Sociedad Anónima (EDECSA-GT, S.A.), Excelergy, Sociedad Anónima de Capital Variable (Excelergy S.A. de C.V.) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), siendo que evacuaron en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión.
3. Aprobar la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)”*, según el detalle que se anexa al presente informe.
4. Establecer que la modificación normativa indicada en el punto 3 anterior, entrará en vigencia a partir del uno (1) de julio de 2024 para la asignación de Derechos de Transmisión mensual M2409 y las subsiguientes asignaciones.

II. ANTECEDENTES

1. El 15 de febrero de 2024, el equipo técnico de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), suscribió el informe con referencia GM-10-02- 2024/GJ-14-2024/AT-07-2024 denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER*

DENOMINADO: 'FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)''.

- El 22 de febrero de 2024, se llevó a cabo la reunión presencial de Junta de Comisionados de la CRIE número 182-2024, en la cual se ordenó publicar en la página web de este ente regulador, el informe con referencia con referencia GM-10-02- 2024/GJ-14-2024/AT-07-2024 denominado: *"INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO 'D' DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: 'FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)''.*
- El 22 de febrero de 2024, la CRIE emitió la resolución CRIE-07-2024 mediante la cual ordenó el inicio de la Consulta Pública 01-2024 (CP-01-2024). En ese sentido, el Resuelve Primero de la citada resolución estableció, lo siguiente:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *"PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO 'D' DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: 'FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)''*, la cual se anexa a la presente resolución y que forma parte integral de ésta.

- El 27 de febrero de 2024, se publicó en la página web de la CRIE la invitación para participar en la Consulta Pública 01-2024 (CP-01-2024), comunicándose a todos los interesados que desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 28 de febrero de 2024, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 13 de marzo de 2024, estaría abierta dicha consulta para recibir comentarios u observaciones a la *"PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO 'D' DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: 'FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)''.*
- Del 28 de febrero al 13 de marzo de 2024 se llevó a cabo la CP-01-2024, en la cual se presentaron observaciones y comentarios por parte de los siguientes participantes:

PARTICIPANTES	FECHA
Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	12-03-2024
AES Panamá S.R.L.	13-03-2024
Ente Operador Regional (EOR)	13-03-2024
Irma Hernández Guandique (EDECSA-GT, S.A.)	13-03-2024

Marvin Oswaldo Hernández Pocasangre (Excelergy S.A de C.V.)	13-03-2024
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	13-03-2024
Hidro Xacbal S.A.	13-03-2024
Comercia Internacional El Salvador S.A de C.V.	13-03-2024
Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	13-03-2024

Respecto al cuadro anterior, se debe indicar que el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), manifestó no tener comentarios a la referida consulta pública.

6. Fuera del periodo de participación establecido para la CP-01-2024 en la resolución CRIE-07-2024, los siguientes participantes presentaron observaciones:

PARTICIPANTES	FECHA	HORA
José Antonio Sánchez Boche	13/03/2024	17:26
Rafael Larios	13/03/2024	20:05
René Castellanos	14/03/2024	16:01

7. El 14 de marzo de 2024, y en cumplimiento a lo establecido en la regulación regional, mediante el auto de prevención CP-01-2024-01, la CRIE indicó a la señora Irma Hernández Guandique que debía cumplir con lo siguiente: “(...) *aclarar si actúa en nombre propio o en representación de la entidad EDECSA-GT, Sociedad Anónima, en caso que actúe en representación de dicha entidad, deberá remitir documento idóneo que acredite la representación legal que ejerce (...)*”, bajo apercibimiento de que si se omitiere subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado por la CRIE, se tendrían por no presentadas las observaciones remitidas y esta Comisión no se referiría a las mismas. Al respecto, el 18 y 19 de marzo de 2024 -dentro del plazo señalado- la entidad EDECSA-GT, Sociedad Anónima (EDECSA-GT, S.A.) procedió a evacuar lo prevenido por esta Comisión.
8. El 14 de marzo de 2024, y en cumplimiento a lo establecido en la regulación regional, mediante el auto de prevención CP-01-2024-02, la CRIE indicó al señor Marvin Oswaldo Hernández Pocasangre, que debía cumplir con lo siguiente: “(...) **1) aclarar si actúa en nombre propio o en representación de la entidad Excelergy, en caso que actúe en representación de dicha entidad, deberá remitir documento idóneo que acredite la representación legal que ejerce; 2) remitir copia de su documento de identificación; y 3) indicación del correo para recibir notificaciones.**”, bajo apercibimiento de que si se omitiere subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado por la CRIE, se tendrían por no presentadas las observaciones remitidas y esta Comisión no se referiría a las mismas. En ese sentido, el 19 de marzo de 2024 -dentro del plazo señalado- la entidad Excelergy, Sociedad Anónima de Capital Variable (Excelergy S.A de C.V.), procedió a evacuar lo prevenido por esta Comisión.
9. El 14 de marzo de 2024, y en cumplimiento a lo establecido en la regulación regional mediante el auto de prevención CP-01-2024-03, la CRIE indicó al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que debía cumplir con lo siguiente: “(...) *remitir una nota haciendo llegar las observaciones, firmada por el señor Julio César Matamoros Alfaro, quien funge*

como apoderado general de la referida entidad (...)”, bajo apercibimiento de que si se omitiere subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado por la CRIE, se tendrían por no presentadas las observaciones remitidas y esta Comisión no se referiría a las mismas. En ese sentido, el 18 de marzo de 2024 -dentro del plazo señalado- el ICE procedió a evacuar lo prevenido por esta Comisión.

III. **NORMATIVA APLICABLE**

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)

- **“Artículo 2.** *Los fines del Tratado son://f) Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...) // g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.”.*
- **“Artículo 19.** *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. (...)”.*
- **“Artículo 22.** *Los objetivos generales de la CRIE son:// 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. (...)”.*
- **“Artículo 23.** *Las facultades de la CRIE son, entre otras:// a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. (...) // c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. (...) // i) Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente. (...)”.*

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

- **“1.8.4.1 Aplicación**
 - a) *Este numeral 1.8.4 establece los procedimientos para realizar modificaciones al RMER. Las disposiciones del RMER sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral;*

- b) *Una modificación al RMER se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por la CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
 - c) *Las modificaciones al RMER podrán ser propuestas por cualquier agente del mercado, OS/OM, el EOR o por la misma CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
 - d) *En la formulación y aprobación de modificaciones al RMER, la CRIE tomará en consideración los fines y objetivos del MER establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos.”*
- **“1.8.4.3 Modificaciones propuestas por la CRIE** *La CRIE analizará continuamente el desempeño y evolución del MER y hará recomendaciones de ajustes y mejoras a su funcionamiento, incluyendo propuestas de modificaciones al RMER. La CRIE incluirá los ajustes y las mejoras propuestas en el Informe de Diagnóstico del MER descrito en el numeral 2.3.2. Con base en los Informes de Regulación o de Diagnóstico del MER, la CRIE dará inicio al proceso de revisión y aprobación de las modificaciones propuestas al RMER establecido en el numeral 1.8.4.4.”*
 - **“1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones**
 - a) *La CRIE revisará las modificaciones al RMER propuestas en los Informes de Regulación y/o de Diagnóstico del MER, determinará el procedimiento y cronograma para la revisión y aprobación de las mismas y los hará públicos en un plazo máximo de treinta (30) días conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.1. La CRIE considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el procedimiento y cronograma de revisión. La ejecución del cronograma tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días;*
 - b) *La CRIE publicará las modificaciones propuestas al RMER y notificará al EOR y éste a los OS/OMS, invitando a la presentación de comentarios por escrito con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado de acuerdo con el cronograma establecido;*
 - c) *La CRIE documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al RMER junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificará al EOR y este a los OS/OM. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE;*
 - d) *Cuando la CRIE lo considere conveniente, el procedimiento para la revisión y aprobación de las modificaciones incluirá el mecanismo de audiencias públicas establecido en el reglamento interno de la CRIE;*

- e) *Después de realizada la audiencia pública, la CRIE publicará las modificaciones propuestas, el proceso de revisión seguido, los argumentos presentados durante el proceso de revisión pública, la decisión tomada y las razones de la misma. Dicha decisión deberá ser publicada en un plazo no mayor de un (1) mes después de realizada la audiencia. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE (...)*”.
- *“2.3.2.1 La CRIE analizará continuamente la evolución y resultados del MER y elaborará anualmente, o con más frecuencia si es necesario, un Informe de Diagnóstico donde evalúe el funcionamiento del MER con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. El Informe de Diagnóstico del MER recogerá los análisis de la CRIE y las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, los OS/OMS y los agentes del mercado en los Informes de Regulación del MER, incluyendo las solicitudes de modificaciones al RMER.”*
 - *“2.3.2.2 En los Informes de Diagnóstico, la CRIE evaluará la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la Regulación Regional, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general promover la consolidación y desarrollo eficiente del Mercado. A partir de las conclusiones y recomendaciones contenidas en los Informes de Diagnóstico, la CRIE podrá iniciar un proceso de revisión y aprobación de modificaciones al RMER.”*
 - *2.3.2.3 Para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y en el proceso de revisión de solicitudes de modificaciones al RMER, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR, de grupos asesores y en general de expertos externos cuando lo considere conveniente. El reglamento interno de la CRIE deberá contener las guías y procedimientos para la elaboración y presentación del Informe de Diagnóstico.”*
 - *“2.3.2.4 El Informe de Diagnóstico del MER deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1. El proceso de revisión y aprobación de las propuestas de modificaciones al RMER deberá ajustarse a lo dispuesto en el numeral 1.8.4.4.”*

Libro III

Anexo D

- *“D7 Precios de los DT”*
- *“D7.1 Cálculo del Precio de cada DT”*
- *“D7.1.1 Sobre la base de los resultados de la asignación de DT, se definirá el precio de los DT de acuerdo al sistema de precios nodales implícito, que se calculará de acuerdo a las fórmulas que se presentan en esta sección”.*

- “D7.1.2 El monto a pagar por parte de los compradores de DT que resulta de la asignación de DT se calcula según el procedimiento indicado en este artículo:

Sean:

$$[\beta_e^+]_{L*1}, [\beta_e^-]_{L*1}$$

valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (4) (Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes)

$$[\sigma_e]_{L*1}$$

valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (8) (Ecuación de Suficiencia Financiera)

$$\lambda$$

valor escalar de la variable dual asociada a la ecuación (6) (Ecuación de Compensación de Pérdidas)

$$\ell$$

subíndice que se extiende a todas las líneas o vínculos ‘ ℓ ’ (un valor de ‘ ℓ ’ por cada restricción).

Las variables duales definen dos sistemas de precios nodales implícitos, uno para las restricciones de tipo (4), asociadas a la factibilidad de los DF, y otro para las restricciones de tipo (6) y (8), asociadas simultáneamente a la suficiencia financiera de los DF y DFPP con la ecuación de compensación de pérdidas dados por:

Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF

$$[PN_{ei}]_{M*1} = [H_{eli}]_{M*L}^T \times [\beta_{e\ell}]_{L*1} \quad \forall \text{nodo } i, \text{ línea } \ell, \text{ estado } e \wedge \beta_{e\ell} > 0$$

$$PN = [PN_i]_{M*1} = \sum_e \left([H_{eli}]_{M*L}^T \times [\beta_{e\ell}]_{L*1} \right)$$

(13)

Donde:

PN es un vector columna cuyas componentes son PN_i

Notar que $[\beta_{e\ell}]_{L*1}$ es igual a $[\beta_{e\ell}^+ - \beta_{e\ell}^-]_{L*1}$

Precios Nodales implícitos de la suficiencia financiera de los DF y de los DFPP

$$[PON_{ei}]_{M*1} = [H_{eli}]_{M*L}^T \times [\sigma_{e\ell}]_{L*1} + [\lambda]_{M*1}$$

$$PON = [PON_i]_{M*1} = \sum_e \left([H_{eli}]_{M*L}^T \times [\sigma_{e\ell}]_{L*1} \right) + [\lambda]_{M*1}$$

(14)

Donde:

PON es un vector columna cuyas componentes son PON_j . Su primera componente corresponde al nodo de referencia.

Pagos a los compradores y vendedores de DT

Los precios nodales implícitos $[PN_j]$ y $[PON_j]$ definen los pagos que deberán los compradores de DT, o que percibirán los vendedores, según las expresiones:

$$PDF_k = -\max\left(0, [PN]_{1:M}^T \times [\alpha_k T_k + \psi_k VITX_k]_{M+1}\right) - [PON]_{1:M}^T \times [\alpha_k T_k + \psi_k VITX_k]_{M+1} \quad (15)$$

Si el resultado del PDF_k resulta ser negativo, el valor del PDF_k se establecerá en cero (0) para efectos de la conciliación de los DT.

$$PDFPP_j = -\left([PON]_{1:M}^T \times [\alpha_j TO_j + \psi_j VITOX_j]_{M+1}\right) \quad (16)$$

Si el resultado del $PDFPP_j$ resulta ser negativo, el valor del $PDFPP_j$ se establecerá en cero (0) para efectos de la conciliación de los DT.

$$CDF_q = -\delta_q \max\left(0, [PN]_{1:M}^T \times [TV_q + VITVX_q]_{M+1}\right) - \delta_q \left([PON]_{1:M}^T \times [TV_q + VITVX_q]_{M+1}\right) \quad (17)$$

$$CDFPP_\ell = -\delta_\ell \times [PON]_{1:M}^T \times [TOV_\ell + VITOVX_\ell]_{M+1} \quad (18)$$

Donde:

PDF_k : pago que deberá realizar el comprador del DF 'k'

$PDFPP_j$: pago que deberá realizar el comprador del DFPP 'j'

CDF_q : pago que percibirá el vendedor del DF 'q'

$CDFPP_\ell$: pago que percibirá el vendedor del DFPP 'l'."

Reglamento Interno CRIE

- **“Artículo 17.** Los Comisionados conforman la Junta de Comisionados, la cual es el órgano superior de la CRIE. La Junta de Comisionados constituye el Directorio de la CRIE.”
- **“Artículo 20.** 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. (...) // c) Dictar los lineamientos para cumplir los objetivos de la CRIE; d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el

Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE; // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)”.

Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE

- *“**Artículo 2.** Para los asuntos indicados en este Procedimiento, la CRIE convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normas regionales, modificación a la regulación regional o cuando la CRIE considere que el asunto es de tal importancia para el MER, que amerita ser sometida a consulta. //Podrán participar las personas, físicas (naturales) o jurídicas, residentes en cualquiera de los países que conforman el MER. Con ese fin, la CRIE publicará en su sitio web oficial de la CRIE www.crie.org.gt, las propuestas de normas regionales o las modificaciones de la Regulación Regional que se estén consultando.”*
- *“**Artículo 10.** La resolución que finalmente emita la CRIE, la cual incluirá la respuesta a las observaciones y comentarios recibidos, se publicará en el sitio web oficial. Y a los participantes de la consulta pública respectiva, se les comunicará que la resolución con la respuesta a sus observaciones y comentarios se encuentra disponible en el sitio web oficial.”*

IV. ANÁLISIS

La CRIE mediante la resolución CRIE-07-2024 del 22 de febrero de 2024, ordenó el inicio de la Consulta Pública 01-2024 (CP-01-2024), a fin de obtener comentarios y observaciones a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: “FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)”*, misma que se llevó a cabo del 28 de febrero al 13 de marzo de 2024.

Al respecto, se indica que se analizaron, valoraron y se dio respuesta a todas las observaciones y comentarios recibidos dentro del período conferido por esta Comisión en el marco de la consulta pública objeto del presente informe; lo anterior, con el fin de considerar las mejoras correspondientes a la propuesta normativa final. No obstante, se debe mencionar que de las observaciones y comentarios presentados no se derivó ningún ajuste a la misma y, en consecuencia, se recomienda la aprobación de la: *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: “FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)”*, según el anexo adjunto a este informe.

A continuación, se muestran las observaciones y comentarios presentados por los participantes en la CP-01-2024 y sus respectivas respuestas.

Modificar el numeral D7.1.1 del Anexo “D” del Libro III del RMER

COMENTARIO/OBSERVACIÓN					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO PROPUESTO POR EL PARTICIPANTE	ANÁLISIS CRIE
1	AES PANAMÁ S.R.L.	<p><i>“El objetivo de implementar las variables duales asociadas a los costos reducidos es que la asignación de la subasta refleje la intención real de pago de los agentes en cuanto a los DT. Sin embargo, dichos cambios solo son funcionales si vienen acompañados de una modificación en el cálculo de los precios mínimos (Pmin). Actualmente los Pmin no reflejan las condiciones reales de mercado y se ven alterados por eventos transitorios como restricciones en las capacidades de importación/ exportaciones establecidas por los operadores. En caso el punto anterior no se modifique, el riesgo en las subastas se volverá demasiado significativo con costos de derecho superiores de los 250 \$/MWh en algunos tramos, lo cual tendrá como consecuencia abstención en la participación y por ende menores recaudaciones para la CGC (Cuenta General de Compensación). Entendemos que existe la posibilidad de ofertar por debajo del precio mínimo pero para resultar asignados se deben dar ciertas condiciones que no necesariamente se cumplen en todas las subastas”.</i></p>		<p><i>“La valorización de los Derechos de Transmisión debe estar fundamentada en las variables duales obtenidas de las restricciones o de los costos reducidos (costos de oportunidad) de los coeficientes de la función objetivo del modelo matemático de Asignación de los Derechos de Transmisión de acuerdo con la teoría y práctica de la optimización matemática de problemas lineales con restricciones lineales o de problemas lineales con restricciones cuadráticas + nueva metodología de cálculo de Pmin”</i></p>	<p>Se aclara al participante, que la propuesta normativa sometida a consulta pública tiene por objeto, efectuar mejoras en la valorización de los Derechos de Transmisión (DT) asignados, con el propósito de tener una mayor eficiencia económica de las subastas de DT, por lo que el cálculo de los precios mínimos (Pmin) no forma parte de la propuesta de modificación normativa y en ese sentido, se encuentra fuera del alcance de la misma.</p> <p>En cuanto lo manifestado por el participante respecto a “(...)el riesgo en las subastas se volverá demasiado significativo con costos de derecho superiores de los 250 \$/MWh(...)” se aclara que los Pmin son señales económicas calculadas sobre la base de los precios históricos y se desactivan si hay competencia. Así las cosas, los precios de los derechos de transmisión dependerán de la competencia entre los participantes conforme a las formulaciones del modelo y la propuesta de valorización por costos reducidos que es reflejo de esta competencia y de las voluntades de las agentes expresadas en sus ofertas.</p> <p>No obstante, se informa al participante que en la actualidad este tema está siendo revisado por esta Comisión y será parte de la reforma integral de los Derechos de Transmisión.</p>

					<p>En razón de lo expuesto, no se acoge el ajuste propuesto por el participante.</p>
2	<p>COMERCIA INTERNACIONAL EL SALVADOR, S.A. DE C.V.</p> <p>HIDROXACBAL.S.A.</p>	<p><i>“Se observa que se quiere de alguna manera ajustar la realidad de la operación al resultado de un ejercicio de subasta, buscando reducir los efectos negativos que genera el procedimiento actual de balance de la bolsa de compensación”.</i></p>	<p><i>“El Reglamento del MER contempla ya el procedimiento de liquidación de costos de transporte, incluyendo la bolsa de compensación, no se puede calificar de comportamiento atípico de la operación del SER, sobre la base de un resultado de un proceso de subasta teórico”.</i></p>	<p><i>“Se solicita continuar aplicando la regulación vigente, tal cual está respecto a la liquidación de los CVTs”.</i></p>	<p>Resulta necesario aclarar al participante que en cumplimiento de lo establecido en el numeral 2.3.2.1 del Libro I del RMER, la CRIE analiza continuamente el desempeño y evolución del MER, evaluando el funcionamiento del MER con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. Asimismo, en el numeral 2.3.2.2 del Libro I del RMER, se establece que la CRIE evaluará la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la Regulación Regional, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general, promover la consolidación y desarrollo eficiente del Mercado.</p> <p>Así las cosas, para este tipo de mercados a futuro se busca una correlación entre el activo a futuro (Derecho de Transmisión) y el Subyacente (Renta de Congestión). La presente mejora normativa es necesaria conforme a la teoría económica para la valorización de la competencia interesada en adquirir el activo, siendo que permitiría</p>

				<p>valorizar la competencia entre los agentes para la obtención del derecho de transmisión, lo cual es el objetivo principal de la propuesta, por lo que, lo señalado por el participante difiere del objetivo de esta consulta pública.</p> <p>En cuanto a que “(...) <i>no se puede calificar de comportamiento atípico de la operación del SER, sobre la base de un resultado de un proceso de subasta teórico</i>”, resulta necesario aclarar al participante que como parte de la vigilancia del mercado por parte del EOR y CRIE se realiza una identificación activa de las posibles situaciones que puedan generar insolvencia en el mercado, como tal, cualquier tendencia hacia la disminución de la CGC es considerada como atípica y hace necesario evaluar las razones y su efecto temporal para la toma de decisiones. Además de lo mencionado es de tomar en cuenta que los CVT netos mensuales de los meses de Enero y Noviembre de 2023 presentaron un valor neto negativo a la CGC que no puede considerarse como teórico.</p> <p>En virtud de lo expuesto, no se acoge lo planteado por el participante.</p>
--	--	--	--	---

3	EDECSA-GT, S.A.	<p><i>“Se considera que la propuesta de modificación regulatoria correspondiente a la presente consulta pública, en efecto podría producir una señal económica correcta en los resultados de asignación del Modelo de Subastas de Derechos de Transmisión (MSDT); sin embargo, consideramos que por sí sola, no asegura los objetivos indicados en el informe de diagnóstico que respalda esta propuesta. Esto debido a que la suficiencia financiera y la eficiencia económica requieren ajustes normativos adicionales, y la propuesta de implementación gradual, si bien es justificable, no debe ser demasiado puntual, ya que puede producir efectos no deseados en los objetivos buscados. Siempre se debe considerar un balance entre los impactos de todos los agentes del mercado, un desincentivo en la participación de los agentes compradores en las subastas de DT (tomadores del riesgo), finalmente afectando a los agentes de demanda, quienes son los que pagan las inversiones en transmisión; ya que, al bajar la compra de DT baja el ingreso en la CGC. Por lo que es indispensable que esta propuesta deba acompañarse simultáneamente de otros cambios normativos que resuelvan las diferentes problemáticas que los Agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER), que en calidad de inversionistas, vemos con preocupación. A continuación, las detallamos con sus respectivas propuestas de solución:</i></p> <p><i>1. Seguridad de la inversión:</i> en la resolución CRIE-50-2020, se dispuso que los Agentes titulares de los Derechos de Transmisión (DT) recibirán un reintegro por su inversión cuando el modelo de</p>	<p>En cuanto a que “(...) se debe considerar un balance entre los impactos de todos los agentes del mercado, un desincentivo en la participación de los agentes compradores en las subastas de DT (tomadores del riesgo), finalmente afectando a los agentes de demanda, quienes son los que pagan las inversiones en transmisión; ya que, al bajar la compra de DT baja el ingreso en la CGC. Por lo que es indispensable que esta propuesta deba acompañarse simultáneamente de otros cambios normativos que resuelvan las diferentes problemáticas (...)”, se debe indicar al participante que la propuesta sometida a consulta pública como tal se ha centrado en la valorización de los DF debido a su impacto en la suficiencia y eficiencia de la asignación, la cual está fundamentada en las variables duales obtenidas de las restricciones de los costos reducidos (indican la diferencia entre el Ingreso Marginal y el Costo Marginal para cada actividad) de los coeficientes de la función objetivo del modelo matemático de Asignación Derechos de Transmisión. No obstante, se informa al participante que la CRIE está llevando a cabo un estudio para la reforma integral de los Derechos de Transmisión.</p> <p>Con respecto a la propuesta normativa relacionada con el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER, se aclara al participante que la presente consulta pública únicamente versa sobre la valorización de los Derechos de Transmisión (DT) asignados, concentrándose en los numerales D7.1.1 y D7.1.2 del anexo D del Libro III del</p>
---	-----------------	--	---

predespacho regional reduzca la operatividad de los Contratos Firmes (CF) asociados, considerando que dicho Agente declaró su CF ante el correspondiente OS/OM y éste, a su vez, lo remitió al Ente Operador Regional (EOR). Sin embargo, esta disposición no contempla escenarios como que el OS/OM, por cualquier tipo de restricción propia de su área de control, no envíe al EOR el CF declarado por el Agente. Esta situación implica un riesgo no controlable por los Agentes del MER y resta credibilidad al instrumento subastado.

Propuesta: En el apartado 8.7.3 del Libro I (sic) del RMER, donde dice '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 en el mes afectado (...)', se modifique para que diga 'Para los casos cuando el EOR o los OS/OM apliquen reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF o invalidaciones del CF, ya sea por restricciones de transmisión, operativas o por causas no imputables a los agentes involucrados, 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 en el mes afectado.

RMER, por lo que el numeral 8.7.3 mencionado. no forma parte de la propuesta de modificación normativa y en ese sentido, se encuentra fuera del alcance de esta.

En cuanto a "(...) Reconocer al Agente titular del DT el ingreso por RENTAC, independientemente de la declaración de su CF asociado, y reducirla de manera proporcional únicamente cuando se identifique insuficiencia financiera en el MER (...)", cabe aclarar que lo relacionado a la Renta de Congestión no forma parte de la propuesta sometida a consulta pública. No obstante, es menester indicar que las ofertas presentadas por cada agente dependen de sus estrategias comerciales en correspondencia a las distintas consideraciones establecidas en la regulación vigente.

Sobre "(...) Eliminar los precios mínimos, relacionado a la señal económica que se pretende alcanzar con el cambio regulatorio objeto de la presente consulta pública (...), se aclara al participante que el cálculo de los precios mínimos (Pmin), tampoco forma parte de la propuesta de modificación normativa y en ese sentido, se encuentra fuera del alcance de la misma. En todo caso, es de indicar que los Pmin son señales económicas calculadas sobre la base de los precios históricos y se desactivan si hay competencia. Así las cosas los precios de los derechos de transmisión dependerán de la competencia entre los participantes conforme a las formulaciones del modelo y la propuesta

2. Componente financiera de los DT: en la resolución CRIE-50-2020, se dispuso que la Renta de Congestión (RENTAC) correspondiente al DT será reconocida únicamente cuando se declare en el predespacho regional el CF asociado, eliminando la componente financiera de los DT. Es importante también mencionar que los MSDT no permiten a los Agentes del MER participar por bloques horarios de interés, o por bloques de meses en el caso del MSDT anual. Esta condición implica un sobre costo en el riesgo para los Agentes compradores de DT, al pagar por un espacio que no se necesita, y no percibir un ingreso por ello.

Propuesta: Reconocer al Agente titular del DT el ingreso por RENTAC, independientemente de la declaración de su CF asociado, y reducirla de manera proporcional únicamente cuando se identifique insuficiencia financiera en el MER, en el periodo de mercado correspondiente y en los tramos de línea correspondientes al DT afectados.

3. Precios Mínimos: el cálculo establecido en el numeral 8.6.1 del Libro III del RMER para determinar los precios mínimos aplicables a cada subasta de DT no corresponde a la realidad de los mercados eléctricos, al tratarse de una estimación estadística. Esta metodología ha expuesto innecesariamente a los Agentes del MER y no ha correspondido, en la mayoría de los casos, con la expectativa de los participantes.

Propuesta: Eliminar los precios mínimos, relacionado a la señal económica que se

de valorización por costos reducidos que es reflejo de esta competencia y de las voluntades de los agentes expresadas en sus ofertas.

No obstante, se informa al participante que en la actualidad este tema está siendo revisado por esta Comisión y será parte de la reforma integral de los Derechos de Transmisión.

Por último, respecto a “(...) si bien es parte de una implementación gradual, debería garantizar lo mínimo necesario para promover la participación de los Agentes del MER en un MSDT con seguridad de inversión, eficiente y con señales económicas correctas, tanto en la fase de participación como en los resultados de asignación, y así evitar el desincentivo de compra de DT (...)”, cabe mencionar, que la presente propuesta es parte de otras mejoras que están en proceso de análisis, pero que dado su impacto en la competencia y conciliación de los derechos de transmisión, es imperativo aplicarlas para una competencia más justa que establezca las señales económicas para los competidores, a fin de que como en todo mercado competitivo los precios definan la barrera entre el costo y el beneficio. No obstante, se reitera al participante que en la actualidad este tema está siendo revisado por esta Comisión y será parte de la reforma integral de los Derechos de Transmisión.

		<p><i>pretende alcanzar con el cambio regulatorio objeto de la presente consulta pública.</i></p> <p><i>Por tanto, solicitamos que, antes de ser aprobada esta iniciativa, se incorporen cambios normativos que solucionen las problemáticas antes expuestas. De manera que, la disposición a ser aprobada, si bien es parte de una implementación gradual, debería garantizar lo mínimo necesario para promover la participación de los Agentes del MER en un MSDT con seguridad de inversión, eficiente y con señales económicas correctas, tanto en la fase de participación como en los resultados de asignación, y así evitar el desincentivo de compra de DT, que terminaría siendo contrario a los objetivos buscados”.</i></p>			<p>En virtud de lo expuesto, no se acoge lo planteado por el participante.</p>
4	EXCELERGY, S.A. DE C.V.	<p><i>“Del tema del calculo (sic) de los precios mínimos para participar en un proceso de asignación se hace un llamado a las instituciones regionales para que se revise la metodología de cálculo que descrita en la normativa regional vigente, la cual trae como consecuencia, diferencias abismales entre algunos nodos de inyección y retiro, originándose un riesgo de no participación sobre todo en áreas de control que requieren de compromisos firmes de energía.</i></p> <p><i>En el informe de diagnóstico se observan que los costos reducidos se aplican a los Derechos Firmes, y aparece formulación para el Pago por el Derecho Financiero Punto a Punto (DFPP), sin embargo es necesario que se profundice esa metodología para los DFPP”.</i></p>			<p>Se indica al participante respecto “(...) del calculo (sic) de los precios mínimos para participar en un proceso de asignación se hace un llamado a las instituciones regionales para que se revise la metodología de cálculo (...)”, se aclara , que el cálculo de los precios mínimos (Pmin), no forma parte de la propuesta de modificación normativa y en ese sentido, se encuentra fuera del alcance de la misma. Se indica que los Pmin son señales económicas calculadas sobre la base de los precios históricos y se desactivan si hay competencia. Así las cosas, los precios de los derechos de transmisión dependerán de la competencia entre los participantes conforme a las formulaciones del modelo y la propuesta de valorización por costos reducidos que es reflejo de esta</p>

				<p>competencia y de las voluntades de las agentes expresadas en sus ofertas.</p> <p>No obstante, se informa al participante que en la actualidad este tema está siendo revisado por esta Comisión y será parte de la reforma integral de los Derechos de Transmisión.</p> <p>Ahora bien, sobre “(...) <i>sin embargo es necesario que se profundice esa metodología para los DFPP</i>”, no se tiene claridad respecto a la metodología para los DFPP mencionada por el participante en ese sentido no es posible referirse a la misma. No obstante es importante mencionar que la asignación de este tipo de DT está siendo revisada por esta Comisión y será parte de la reforma integral de los Derechos de Transmisión.</p> <p>En virtud de lo expuesto, no se acoge lo planteado por el participante.</p>
5	ICE	<p><i>“Tras la revisión del equipo técnico de lo planteado en el numeral D7 1.1, Anexo D; se detecta que no es posible realizar una revisión de la formulación matemática propuesta y poder identificar el impacto de lo planteado para los Agentes, considerando que no queda claro que tanto podrían aumentar los precios mínimos y si es necesario la definición de un tope o ajuste. Lo anterior no permite aplicar lo indicado en el numeral 1.5.4 inciso n) del Libro I”.</i></p>	<p><i>“Basado en la Consultoría que recibió la CRIE, se solicita que se realice un taller donde se participe a los Agentes en la corridas de diferentes casos o escenarios de Subastas anuales y mensuales recientes, de manera que se logre conocer el impacto de la formulación matemática propuesta, ya que el Informe Diagnóstico que acompaña la propuesta no presenta análisis de casos ni datos, o simulaciones de la propuesta, basadas en bases</i></p>	<p>Respecto a lo indicado por el participante, en cuanto a que “(...) <i>no queda claro que tanto podrían aumentar los precios mínimos y si es necesario la definición de un tope o ajuste. Lo anterior no permite aplicar lo indicado en el numeral 1.5.4 inciso n) del Libro I.</i>”, se aclara al participante, que el cálculo de los precios mínimos (Pmin), no forma parte de la propuesta de modificación normativa y en ese sentido, se encuentra fuera del alcance de esta. se aclara que los Pmin son señales económicas calculadas sobre la base de los precios históricos y se desactivan si hay competencia. Así las cosas, los precios de los derechos de transmisión dependerán de</p>

de datos regionales, lo que permitiría a los Agentes poder emitir un criterio, en atención a la Consulta Pública tal y como lo establece el numeral 1.5.4 inciso n) del Libro I”.

la competencia entre los participantes conforme a las formulaciones del modelo y la propuesta de valorización por costos reducidos que es reflejo de esta competencia y de las voluntades de las agentes expresadas en sus ofertas. Referente a que “(...) que el Informe Diagnóstico que acompaña la propuesta no presenta análisis de casos ni datos, o simulaciones de la propuesta, basadas en bases de datos regionales, lo que permitiría a los Agentes poder emitir un criterio, en atención a la Consulta Pública (...)”. se debe indicar al participante que la propuesta sometida a consulta pública como tal se ha centrado en la valorización de los DF debido a su impacto en la suficiencia y eficiencia de la asignación, la cual está fundamentada en las variables duales obtenidas de las restricciones de los costos reducidos (indican la diferencia entre el Ingreso Marginal y el Costo Marginal para cada actividad) de los coeficientes de la función objetivo del modelo matemático de Asignación Derechos de Transmisión. No obstante, considerando lo manifestado por el participante se informa que esta Comisión organizará un taller en el que se abordarán, entre otros, los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa, proporcionando clarificaciones detalladas que ayudarán a los agentes a comprender las implicaciones de los ajustes realizados. En virtud de lo expuesto, se acoge parcialmente la observación presentada por el solicitante en cuanto a la realización del taller para el conocimiento y análisis de

los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa.

Modificar el numeral D7.1.2 del Anexo “D” del Libro III del RMER

COMENTARIO/OBSERVACIÓN					
#	PARTICIPANTE	RAZON DE HECHO	RAZON DE DERECHO	TEXTO PROPUESTO POR EL PARTICIPANTE	ANÁLISIS CRIE
1	AES PANAMÁ S.R.L.	<p><i>“Las formulaciones actuales proponen mejorar la valorización de los costos de derecho (CD), sin embargo no establecen un mecanismo de devolución de estos ante restricciones transitorias de exportación/importación establecidas por los operadores de cada país, lo cual representa un riesgo importante para los agentes. El numeral 8.7.7 del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece la devolución de los CD únicamente cuando los operadores presentan las ofertas ante el EOR; esto último no sucede siempre, por ejemplo, durante las alertas por baja disponibilidad de energía establecidas por Panamá y en otras restricciones transitorias impuestas en Guatemala.</i></p> <p>(...)</p> <p><i>“Deben considerarse también como atípicos los CVTMER observados de N-S durante el año 2024, los cuales son cargos a los agentes superiores a 100 \$/MWh. Notar que esta condición ha reducido significativamente las ofertas CNFFF en dicha dirección, lo cual también contribuye significativamente a la insuficiencia financiera.</i></p> <p>(...)</p>		<p><i>“Incluir en anexo I formulación de devolución de CD durante condiciones de no presentación de ofertas regionales de parte de los OS/OM al EOR”.</i></p> <p>(...)</p>	<p>Se le aclara al participante, que la propuesta normativa sometida a consulta pública tiene por objeto la modificación de los numerales D7.1.1 y D7.1.2 del Anexo D del Libro III del RMER. En ese sentido, el reintegro de PDF producto de las restricciones de importación/exportación no es objeto de la presente consulta pública. No obstante, se informa al participante que en la actualidad este tema está siendo revisado por esta Comisión y será parte de la reforma integral de los Derechos de Transmisión.</p> <p>Respecto a que “(...) <i>Deben considerarse también como atípicos los CVTMER observados de N-S durante el año 2024 (...)</i>” y “(...) <i>No se está tomando en cuenta la reducción de transacciones CNFFF por el valor atípicamente alto de los CVTMER (...)</i>”, se aclara al participante que el comportamiento de los CVTMER, así como el comportamiento de los CNFFF, no son objeto de la presente consulta pública. No obstante, se reitera que esta Comisión se está llevando a cabo un análisis para reforma integral de la normativa de los Derechos de Transmisión y este tema será abordado en la misma.</p>

		<p><i>No se está tomando en cuenta la reducción de transacciones CNFFF por el valor atípicamente alto de los CVTMER, lo cual es un indicativo de la necesidad de revisar la metodología de cálculo de los precios exantes del despacho regional, ya que los mismos parecen no presentar correlación con las condiciones actuales de mercado.</i></p> <p style="text-align: right;">(...)</p> <p><i>El EOR ya modelo las nuevas variables y replico la subasta A2301 bajo el supuesto que las modificaciones regulatorias referentes a la mejora en la valorización de los DT son procedentes; debido a la relevancia de esta reforma consideramos que el resultado de las simulaciones debe ponerse a disposición de los agentes para que podamos valorar el alcance de los cambios de forma cuantitativa”.</i></p>		<p><i>“La insuficiencia financiera en la recaudación de los cargos por transmisión regional en el predespacho regional ocurre cuando los Cargos Variables de Transmisión MER(CVTMER) resultan menores que la Renta de Congestión (RC) generada por los derechos de transmisión. Esta situación se origina debido los siguientes factores: Incluir el bajo nivel de transacciones ocasionado por CVTMER atípicamente altos que resultan restrictivos.”</i></p>	<p>Finalmente, respecto a “(...) la relevancia de esta reforma consideramos que el resultado de las simulaciones debe ponerse a disposición de los agentes para que podamos valorar el alcance de los cambios de forma cuantitativa”, se indica al participante que, considerando lo manifestado se informa que esta Comisión organizará un taller en el que se abordarán, entre otros, los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa, proporcionando clarificaciones detalladas que ayudarán a los agentes a comprender las implicaciones de los ajustes realizados.</p> <p>En virtud de lo expuesto, se acoge parcialmente la observación presentada por el solicitante en cuanto a poner a disposición de los agentes los resultados de las simulaciones, lo cual se realizará por medio de un taller.</p>
2	CNEE	<p><i>“La propuesta de modificación no incluye la metodología de cálculo del valor asociado a la ecuación de los límites de variable de estado, es decir, del Costo Reducido de la capacidad adjudicada de cada compra de DF, CRCDFk. Asimismo, tampoco se incluye la metodología de cálculo del valor asociado a la ecuación de los límites de aceptación de pérdidas, es decir, del Costo Reducido de la capacidad adjudicada de pérdidas asociadas a cada compra de DF, CRCDFperk, por lo que, se considera necesario que dichas metodologías de cálculo se incluyan en la propuesta de modificación normativa del numeral D7.1.2”</i></p>			<p>Se aclara al participante, que los CRCDFk y CRCDFperk representan valores duales obtenidos en el contexto de la programación lineal y la teoría de optimización. Estos valores emergen de la solución al problema dual, el cual está intrínsecamente relacionado con el problema de optimización original, conocido como el problema primal.</p> <p>Los valores duales proporcionan información crucial sobre cómo afectarían a la función objetivo los cambios en las restricciones del modelo considerando que las variables duales están asociadas a cada restricción del problema primal. Sin</p>

					<p>embargo, dada la naturaleza específica de cada problema primal y sus restricciones, no existe una fórmula universal que permita calcular directamente los valores duales en todos los escenarios. Su determinación está intrínsecamente ligada a las restricciones de transmisión activas, la red y diferentes estados resultado de la optimización. Estos valores son calculados directamente por la plataforma de optimización utilizada por el EOR y se consultan a través del atributo marginal de las variables de estado, por lo que no resulta pertinente incluir la metodología de cálculo de las variables duales CRCDf_k y CRCDf_{perk}.</p> <p>En razón de lo expuesto, no se acoge lo planteado por el participante.</p>
3	<p>COMERCIA INTERNACIONAL EL SALVADOR, S.A. DE C.V.</p> <p>HIDROXACBAL,S.A.</p>	<p><i>“Los agentes necesitan tener acceso al Simulador de subastas actualizado con el nuevo modelo matemático en cuanto sea aprobado el nuevo modelo de asignación (sic), anticipándose (sic) a la fecha de presentación de ofertas anuales. Esto con el propósito de que estas reglas se vuelvan transparentes en cuanto a la operación de este modelo matemático en el Simulador de subastas por parte de los agentes”.</i></p> <p>(...)</p> <p><i>Las fórmulas actuales se muestran adecuadas para el ejercicio de subasta de los Derechos de Transmisión, el hecho de cambiar la fórmula 15 del referido apartado, para incluir el ‘costo reducido de capacidad adjudicada’ y ‘costo reducido de la capacidad adjudicada de pérdidas’, en el</i></p>	<p><i>“Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, artículo 2 Fines del tratado: Los fines del Tratado son: (...) c) Incentivar una mayor y competitiva participación en el sector eléctrico. (...) 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 los objetivos’.</i></p> <p>(...)</p>	<p><i>“Se solicita realizar la siguiente adición al numeral D.7.1.2, Anexo ‘D’ del Libro III del RMER al final de dicho numeral el siguiente texto. Los agentes tendrán derecho de acceder al Simulador de Subastas que contenga el modelo actualizado para el proceso de subasta de derechos firmes con al menos 30 días calendarios anticipados a la fecha de presentación de ofertas mensuales, y 2 meses anticipados a la fecha de presentación de ofertas</i></p>	<p>Se indica a los participantes respecto a la adición propuesta al numeral D7.1.2 del Anexo D del Libro III del RMER, que no es procedente debido a que este numeral no es pertinente a los derechos de los agentes ni a la información previa a la que deben tener acceso los agentes a efecto de la subasta de derechos de transmisión.</p> <p>En cuanto a que “(...) se emita una disposición transitoria que ordene que se actualice el nuevo modelo matemático en el Simulador de Subastas del Ente Operador Regional en un plazo de 10 días hábiles”, se debe señalar que siendo el Ente Operador Regional (EOR) el encargado de organizar los procesos de asignación de DT, conforme lo establecido en la regulación regional, se</p>

	<p><i>cálculo del PDF no garantiza que se den variaciones con la realidad del despacho regional ejecutado, ni tampoco la dirección de esas variaciones, lo que hace que en el futuro se busque corregir el modelo para corregir nuevas desviaciones”.</i></p>	<p><i>De hecho esas condiciones ya están incluidas como parte de las restricciones al problema de solución óptima para la asignación de Derechos de Transmisión”.</i></p>	<p><i>anuales.’</i></p> <p><i>Asimismo, se sugiere que en la resolución de aprobación de la adecuación normativa al RMER la CRIE se emita una disposición transitoria que ordene que se actualice el nuevo modelo matemático en el Simulador de Subastas del Ente Operador Regional en un plazo de 10 días hábiles”.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>Para una mejor comprensión de la funcionalidad del modelo se solicita simular la última subasta de DF anuales, con las mismas ofertas presentadas utilizando el nuevo modelo matemático.</i></p>	<p>estima necesario que realice las adecuaciones a las herramientas informáticas relacionadas a los cambios propuestos, lo cual facilitará el análisis y gestión de los Derechos de Transmisión por parte de los actores del MER. No obstante, en cuanto el plazo de 10 días planteado por el participante, se considera un plazo muy corto para llevar a cabo las adecuaciones, siendo que estas son complejas y requieren de una revisión técnica minuciosa para su implementación. En ese sentido, a fin de que el operador regional cuente con un plazo razonable para la implementación de dichas adecuaciones, las modificaciones sometidas a consulta pública entrarán en vigencia a partir del uno (1) de julio de 2024 para la asignación de Derechos de Transmisión mensual M2409 y las subsiguientes asignaciones.</p> <p>Finalmente, sobre que “(...) se solicita simular la última subasta de DF anuales, con las mismas ofertas presentadas utilizando el nuevo modelo matemático”, se indica al participante que, considerando lo manifestado se informa que esta Comisión organizará un taller en el que se abordarán, entre otros, los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa, proporcionando clarificaciones detalladas que ayudarán a los agentes a comprender las implicaciones de los ajustes realizados. En razón de lo expuesto, se acoge parcialmente lo planteado por el</p>
--	---	---	---	--

				participante respecto a lo siguiente:
4	ICE	<p><i>“Tras la revisión del equipo técnico de lo planteado en el numeral D7 1.2, Anexo D; se detecta que no es posible realizar una revisión de la formulación matemática propuesta y poder identificar el impacto de lo planteado para los Agentes, considerando que no queda claro que tanto podrían aumentar los precios mínimos y si es necesario la definición de un tope o ajuste. Lo anterior no permite aplicar lo indicado en el numeral 1.5.4 inciso n) del Libro I”.</i></p>	<p><i>“Basado en la Consultoría que recibió la CRIE, se solicita que se realice un taller donde se participe a los Agentes en la corridas de diferentes casos o escenarios de Subastas anuales y mensuales recientes, de manera que se logre conocer el impacto de la formulación matemática propuesta, ya que el Informe Diagnóstico que acompaña la propuesta no presenta análisis de casos ni datos, o simulaciones de la propuesta, basadas en bases de datos regionales, lo que permitiría a los Agentes poder emitir un criterio, en atención a la Consulta Pública tal y como lo establece el numeral 1.5.4 inciso n) del Libro I.</i></p>	<p>1. Conferir un plazo razonable para la implementación de las adecuaciones necesarias.</p> <p>2. Simular la última subasta de DF anuales, la cual será expuesta en un taller.</p> <p>Respecto a lo indicado por el participante, en cuanto a “(...) <i>no queda claro que tanto podrían aumentar los precios mínimos y si es necesario la definición de un tope o ajuste. Lo anterior no permite aplicar lo indicado en el numeral 1.5.4 inciso n) del Libro I</i>”, se aclara que los Pmin son señales económicas calculadas sobre la base de los precios históricos y se desactivan si hay competencia. Así las cosas, los precios de los derechos de transmisión dependerán de la competencia entre los participantes conforme a las formulaciones del modelo y la propuesta de valorización por costos reducidos que es reflejo de esta competencia y de las voluntades de las agentes expresadas en sus ofertas.</p> <p>Referente a que “(...) <i>que el Informe Diagnóstico que acompaña la propuesta no presenta análisis de casos ni datos, o simulaciones de la propuesta, basadas en bases de datos regionales, lo que permitiría a los Agentes poder emitir un criterio, en atención a la Consulta Pública (...)</i>”. se debe indicar al participante que la propuesta sometida a consulta pública como tal se ha centrado en la valorización de los DF debido a su impacto en la suficiencia y eficiencia de la asignación, la</p>

					<p>cual está fundamentada en las variables duales obtenidas de las restricciones de los costos reducidos (indican la diferencia entre el Ingreso Marginal y el Costo Marginal para cada actividad) de los coeficientes de la función objetivo del modelo matemático de Asignación Derechos de Transmisión. No obstante, considerando lo manifestado por el participante se informa que esta Comisión organizará un taller en el que se abordarán, entre otros, los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa, proporcionando clarificaciones detalladas que ayudarán a los agentes a comprender las implicaciones de los ajustes realizados.</p> <p>En virtud de lo expuesto, se acoge parcialmente la observación presentada por el solicitante en cuanto a la realización del taller para el conocimiento y análisis de los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa.</p>
--	--	--	--	--	--

OBSERVACIONES GENERALES

-	-	COMENTARIO/OBSERVACIÓN		-	-
#	PARTICIPANTE	RAZON DE HECHO	RAZON DE DERECHO	TEXTO PROPUESTO POR EL PARTICIPANTE	ANÁLISIS CRIE

1 CNEE

“Al implementar de manera gradual la propuesta de modificación normativa es conveniente definir un cronograma para la implementación de las modificaciones propuestas por el CTI-DT y, a que, esto permitiría tener un panorama más amplio acerca de cuándo se tendría la captación completa de las mejores (sic) en la eficiencia económica de las subastas de los DT, así como también valorar las mejoras durante el proceso de la implementación.

Previo a implementar la modificación normativa es importante determinar si las causas expuestas permiten solucionar de manera precisa la existencia de valores atípicos en los CVT netos a futuro, ya que se ha observado con los datos históricos que los IVDT resultan bajos en comparación con los CVT netos, por lo que una modificación en la cual únicamente se está modificando la metodología de cálculo de los IVDT podría resultar insuficiente para minimizar los valores atípicos.

Por otro lado, en la revisión de los datos históricos por país, se observa que se tienen valores que se podrían considerar atípicos durante otros meses a los presentados, pero estos se ven compensados con los abonos de los demás países, por lo que resulta conveniente realizar una evaluación por país que ayude a determinar otras posibles causas del por qué se presentan dichos valores atípicos, todo esto con el fin de presentar una modificación normativa que abarque las

En cuanto a “(...) definir un cronograma para la implementación de las modificaciones propuestas por el CTI-DT y, a que, esto permitiría tener un panorama más amplio acerca de cuándo se tendría la captación completa de las mejores en la eficiencia económica de las subastas de los DT (...)” se debe aclarar que el tema de la reforma integral a la normativa de Derechos de Transmisión no forma parte de esta consulta pública. Por lo que no resulta pertinente atender lo solicitado por el participante.

Respecto a que “(...) Previo a implementar la modificación normativa es importante determinar si las causas expuestas permiten solucionar de manera precisa la existencia de valores atípicos en los CVT netos a futuro (...)”, se debe aclarar que la propuesta presentada no tiene como objetivo influir en los CVT netos atípicos ya que estos son recaudados por la operación del mercado, sino más bien que teniendo una correcta valoración de los derechos asignados y los montos de IVDT contribuirán a amortiguar los efectos causados por los cargos presentados en concepto de CVT neto.

En cuanto a “(...) resulta conveniente realizar una evaluación por país que ayude a determinar otras posibles causas del por qué se presentan dichos valores atípicos, todo esto con el fin de presentar una modificación normativa (...)”, se le aclara al participante que esta Comisión realiza estudios de forma integral de los

		<p><i>variables técnicas y económicas involucradas.</i></p> <p><i>Es conveniente tener un análisis expost que permita comparar los resultados reales ocurridos durante el año 2023 con lo que hubiera sucedido en caso se aplicara la modificación propuesta, con el objetivo de valorar de mejor forma la eficiencia económica durante los meses en los cuales se presentaron valores atípicos y determinar si dichos valores atípicos se hubieran reducido de tal forma que tenga una valorización más precisa a la realidad”.</i></p>			<p>valores atípicos y sus causas tomando en cuenta el mercado regional en su conjunto.</p> <p>Relativo a si “<i>Es conveniente tener un análisis expost que permita comparar los resultados reales ocurridos durante el año 2023(...)</i>”, es importante manifestar que considerando lo manifestado por el participante se informa que esta Comisión organizará un taller en el que se abordarán, entre otros, los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa, proporcionando clarificaciones detalladas que ayudarán a los agentes a comprender las implicaciones de los ajustes realizados.</p> <p>En razón de lo expuesto, se acoge parcialmente lo planteado por el participante, en referencia al análisis expost que será tratado en un taller.</p>
2	EOR	<p><i>“Que la CRIE realice un taller dirigido a los agentes del MER, OS/OM, el EOR y Partes interesadas para explicar las modificaciones a la Regulación Regional de Derechos de Transmisión.</i></p> <p><i>Que, una vez aprobadas las modificaciones regulatorias, y con base en que, la propuesta regulatoria contenida en la Consulta Pública no tendrá modificaciones como resultado de la referida Consulta Pública, se le otorgue al EOR un plazo de 6 semanas para la adecuaciones informáticas de las herramientas informáticas de asignación de Derechos de Transmisión (DT) y herramienta informática del simulador de DT en el que los agentes realizan pruebas de simulación de valorización de los Derechos de</i></p>			<p>Considerando lo manifestado por el participante se informa que esta Comisión organizará un taller en el que se abordarán, entre otros, los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa, proporcionando clarificaciones detalladas que ayudarán a los agentes a comprender las implicaciones de los ajustes realizados.</p> <p>Respecto a que “<i>se le otorgue al EOR un plazo de 6 semanas para la adecuaciones informáticas</i>” se considera que con el fin de que el operador regional cuente con un plazo razonable para la implementación de dichas adecuaciones, las modificaciones sometidas a consulta publica entrarán en vigencia a partir del uno (1) de julio de 2024 para la asignación de Derechos de</p>

		<p><i>Transmisión. Caso contrario será necesario ampliar el referido plazo en función de la dimensión de los cambios que se realicen”.</i></p>			<p>Transmisión mensual M2409 y las subsiguientes asignaciones.</p> <p>En virtud de lo expuesto, se acoge lo planteado por el participante.</p>
3	EXCELERGY, S.A. DE C.V.	<p><i>“En base a la marcada diferencia entre la normativa actual y la que se propone para tratar la valoración del DT. Se solicita atentamente a la CRIE que, antes de que entre en vigencia la metodología descrita en la consulta pública 01-2024, que se realicen talleres técnicos en los cuales se imparta a los agentes e instituciones relacionadas, la explicación de la formulación matemática propuesta y su la diferencia con la anterior. Así como también con ejemplos en los cuales se refleje la nueva metodología con asignaciones de DT con periodo anual ya anteriormente ejecutadas”.</i></p> <p><i>Que la actual herramienta de simulaciones para subastas WEB implementada por el EOR sea acondicionada con la nueva normativa con suficiente antelación para poder crear escenarios de prueba por parte de agentes interesados, incluso poder contar con un periodo indicativo en el que participe la mayor cantidad de agentes.</i></p> <p><i>En la sección del informe de diagnóstico 3.1.4 “Valorización de los Derechos de Transmisión Asignados” se menciona que ‘La solución identificada por el CTIDT puede ser implementada paralelamente para obtener los precios nodales de la asignación, los cuales serán utilizados para el cálculo de los precios mínimos en las rondas y/o procesos de asignación subsiguientes’. Lo</i></p>			<p>En referencia a “ <i>Se solicita atentamente a la CRIE que, antes de que entre en vigencia la metodología descrita en la consulta pública 01-2024, que se realicen talleres técnicos</i>” que considerando lo manifestado por el participante se informa que esta Comisión organizará un taller en el que se abordarán, entre otros, los resultados y pruebas aplicando la nueva normativa, proporcionando clarificaciones detalladas que ayudarán a los agentes a comprender las implicaciones de los ajustes realizados.</p> <p>En cuanto a que “<i>(...)la actual herramienta de simulaciones para subastas WEB implementada por el EOR sea acondicionada con la nueva normativa (...)</i>”, se indica que a fin de que el operador regional cuente con un plazo razonable para la implementación de las adecuaciones informáticas derivadas de este ajuste normativo, las modificaciones sometidas a consulta pública entrarán en vigencia a partir del uno (1) de julio de 2024 para la asignación de Derechos de Transmisión mensual M2409 y las subsiguientes asignaciones.</p> <p>Por su parte, sobre la falta de claridad de comprender el siguiente texto “<i>La solución identificada por el CTIDT puede</i></p>

cual no se comprende claramente a lo que se refiere.

(...)

La grafica de la Cuenta General de Compensación no refleja los retiros producto de los abonos al Cargo Complementario, por lo que el análisis podría estar sesgado ya que se observa decrecimiento de la cantidad de fondos existentes en dicha cuenta, pero también debe explicarse los motivos porque en ciertas secciones existe la caída.

Se solicita que los informes de cargos a la Cuenta General de Compensación se haga del conocimiento de los OS/OM y que dicha información sea del conocimiento de los agentes.”

ser implementada paralelamente para obtener los precios nodales de la asignación, los cuales serán utilizados para el cálculo de los precios mínimos en las rondas y/o procesos de asignación subsiguientes”. se hace necesario indicar que el mismo forma parte del apartado IV del informe de diagnóstico , que pretendía presentar el contexto de las acciones emprendidas por esta Comisión en pro de las mejoras de la valorización de los DF, el texto mencionado fue parte de una recomendación en el marco de una consultoría que no fue tomada para la propuesta de modificación normativa sometida a consulta pública.

Respecto a que “La grafica de la Cuenta General de Compensación no refleja los retiros producto de los abonos al Cargo Complementario (...)”, se aclara al participante que lo mostrado corresponde a los saldos al cierre de la liquidación de cada uno de los DTER relacionados y no los flujos de efectivo entre las diferentes partidas o rubros.

Finalmente, con lo relacionado a la solicitud de que “los informes de cargos a la Cuenta General de Compensación se hagan de conocimiento de los OS/OM y que dicha información sea del conocimiento de los agentes”, se aclara al participante que esta información se encuentra disponible en la base de datos regional y en los DTER que son de acceso público en el sitio web del EOR.

				<p>En virtud de lo expuesto, se acoge parcialmente lo planteado por el participante en cuanto a:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Realizar un taller técnico.2. Conferir un plazo razonable para la implementación de las adecuaciones necesarias a las herramientas informáticas.
--	--	--	--	---

V. CONCLUSIONES

1. La CRIE realizó el proceso de Consulta Pública 01-2024, en el cual presentaron observaciones los siguientes participantes:

PARTICIPANTES	FECHA
Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	12-03-2024
AES Panamá S.R.L.	13-03-2024
Ente Operador Regional (EOR)	13-03-2024
Irma Hernández Guandique (EDEGSA-GT, S.A.)	13-03-2024
Marvin Oswaldo Hernández Pocasangre (EXCELLERGY S.A. de C.V.)	13-03-2024
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	13-03-2024
Hidro Xacbal S.A.	13-03-2024
Comercia Internacional El Salvador S.A de C.V.	13-03-2024
Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	13-03-2024

2. El Instituto Nicaragüense de Energía (INE), respecto al proceso de Consulta Pública 01-2024, comunicó no tener observaciones.
3. Las observaciones presentadas por los señores José Antonio Sánchez Boche, Rafael Larios y René Castellanos se presentaron de forma extemporánea, por lo cual no corresponde su atención.
4. Las entidades EDECSA-GT, Sociedad Anónima, (EDECSA-GT, S.A.), Excelergy Sociedad Anónima de Capital Variable (Excelergy S.A. de C.V.) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), evacuaron en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión, por lo que las observaciones planteadas durante el periodo de la CP-01-2024 deben tenerse por presentadas.
5. Luego de realizado el análisis de las observaciones y comentarios presentados dentro de la Consulta Pública 01-2024, no se consideró necesario realizar ajustes a la propuesta normativa y en consecuencia se recomienda la aprobación de la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: “FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)”*.

VI. RECOMENDACIONES

1. Declarar extemporáneas las observaciones presentadas por los señores José Antonio Sánchez Boche, Rafael Larios y René Castellanos, por lo cual no corresponde su atención.
2. Tener por presentadas las observaciones realizadas por EDECSA-GT, Sociedad Anónima, (EDECSA-GT, S.A.), Excelergy, Sociedad Anónima de Capital Variable (Excelergy S.A. de C.V.) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), siendo que evacuaron en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión.
3. Aprobar la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES D7.1.1 Y D7.1.2 DEL ANEXO ‘D’ DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: ‘FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)’”*, según el detalle que se anexa al presente informe.
4. Establecer que la modificación normativa indicada en el punto 3 anterior, entrará en vigencia a partir del uno (1) de julio de 2024 para la asignación de Derechos de Transmisión mensual M2409 y las subsiguientes asignaciones.