

EL INGRASCrito 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-89-2019, emitida el jueves doce de diciembre de dos mil diecinueve, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-89-2019
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que el 03 de octubre del 2018, mediante informe SV-77-2018/GT-87-2018, denominado: “*Auditoría Técnica de los Procesos del Ente Operador Regional de los años 2016-2017*”, se documentó auditoría practicada al **Ente Operador Regional (EOR)** de los años 2016-2017, mismo que fue comunicado a dicho Ente mediante oficio CRIE-SE-SV-242-03-10-2018.

II

Que el 28 de noviembre de 2018, mediante informe SV-104-2018/GT-106-2018/GM-11-99-2018, denominado: “*Informe Auditoría al Proceso de asignación de derechos de transmisión anual A1807*”, se documentó auditoría practicada al EOR, misma que fue comunicado a dicho Ente mediante oficio CRIE-SE-SE-324-29-11-2018.

III

Que el 12 de marzo de 2019, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) elaboró el informe SV-25-2019/GJ-34-2019/GT-17-2019/GM-36-02-2019, denominado “*Posible incumplimiento del EOR en los procesos para la asignación de derechos de transmisión A1707 y A1807*”, en el cual se determinó mediante investigación preliminar que existían indicios de que el **EOR** podría haber incumplido con la Regulación Regional.

IV

Que el 04 de junio del 2019, mediante providencia CRIE-PS-06-2019-01, notificada al EOR ese mismo día, la CRIE dio inicio al procedimiento sancionador en contra de dicho ente, confiriéndole audiencia por el término de 20 días hábiles, a fin de que ejerciera su derecho a formular las alegaciones o argumentos de descargo que considerara pertinentes, con el objeto de desvirtuar los hechos que se le atribuyeron y que consisten en:

“1. Supuestas infracciones tipificadas en el inciso “a.” del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, ya que el EOR dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, no realizó la verificación complementaria de forma íntegra toda vez que omitió verificar la no superación de las máximas transferencias entre áreas de control posiblemente incumpliendo lo establecido en el numeral D6.2 en sus incisos “a y “b” del Anexo D del Libro III del RMER, lo que podría significar un incumplimiento de las condiciones técnicas y económicas fijadas en el reglamento aprobado



2. Supuestas infracciones tipificadas en el inciso “k” del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, ya que el EOR dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, no calculó la máxima capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión, observando la mínima capacidad de importación asociada al área de control de El Salvador y calculó la máxima capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión considerando para el efecto modificaciones a las capacidades de importación, exportación o porteo, solicitados por los OS/OMS de Nicaragua y Panamá, sin que los mismos fueran debidamente validados previo a la publicación de las COTDT para los correspondientes períodos de asignación, posiblemente incumpliendo lo establecido en los numerales 3.1.1 y 3.1.2 del procedimiento establecido en la resolución CRIE-07-2017, lo que pudo haber puesto en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la Red de Transmisión Regional y del Mercado Eléctrico Regional.”

V

Que el 03 de julio de 2019, el EOR presentó en la sede de la CRIE memorial por medio del cual, entre otras cosas, evacuó la audiencia conferida mediante providencia CRIE-PS-06-2019-01.

VI

Que el 06 de agosto de 2019, mediante providencia CRIE-PS-06-2019-02, notificada al EOR, ese mismo día, la CRIE resolvió, entre otras cosas, lo siguiente: “(1) Previo a referirse al memorial presentado por el abogado BENJAMIN VALDEZ IRAHETA, se le previene, a que de conformidad con lo establecido en los resuelve “V” y “VI” de la providencia CRIE-PS-06-2019-01, aporte dentro del plazo de cinco (5) días hábiles, contados a partir del día siguiente de notificada la presente providencia, original o copia legalizada por notario del “Testimonio de Escritura Pública número cinco (5) autorizada por el notario salvadoreño MARIO CONCEPCIÓN MARTÍNEZ SANDOVAL el veintiuno (21) de mayo de dos mil diecinueve (2019)” con el cual dice acreditar la representación con la que actúa, bajo apercibimiento de que en caso de omisión, se prescindirá del memorial antes incoado y se tendrá por no evacuada la audiencia conferida mediante providencia CRIE-PS-06-2019-01;(…)”.

VII

Que el 13 de agosto del 2019, el EOR presentó en la sede de la CRIE memorial por medio del cual, entre otras cosas, dio respuesta a lo solicitado mediante providencia CRIE-PS-06-2019-02.

VIII

Que el 04 de octubre del 2019, mediante providencia CRIE-PS-06-2019-03, notificada al EOR, ese mismo día, se le concedió el plazo de 10 días hábiles para que formulare sus alegatos finales.

IX

Que el 18 de octubre del 2019, venció el plazo otorgado al EOR mediante providencia CRIE-PS-06-2019-03, para que formulare sus alegatos finales, sin que a la fecha lo hubiera hecho.

X

Que el 13 de noviembre de 2019, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE emitió el informe de instrucción identificado como GT-108-2019/ GM-97-11-2019/SV-115-2019/GJ-172-2019, referente al procedimiento sancionatorio CRIE-PS-06-2019, el cual fue complementado con el informe identificado como SV-122-2019 / GM-104-12-2019 / GJ-181-2019 / GT-113-2019, del 06 de diciembre de 2019.

CONSIDERANDO

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), crea en su artículo 19 a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y la define como "(...) *el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional*". Por su parte el artículo 22 del citado Tratado establece que entre los objetivos generales de la CRIE está el de "*a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios (...)*"; y entre sus facultades se encuentra, según el artículo 23 de la norma antes citada "(...) *h. Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos (...)*".

II

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo), la CRIE: "(...) *vigilará el cumplimiento de la Regulación Regional, integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE (...)*". Por su parte el artículo 25 del referido Segundo Protocolo, establece que: "*El ejercicio de la potestad sancionadora establecida en el Tratado Marco corresponde a la CRIE (...)*". Finalmente, establece el artículo 22 del Segundo Protocolo que: "*Podrán imponerse sanciones únicamente por los incumplimientos tipificados en este Protocolo, bajo los Procedimientos establecidos por la CRIE en los Reglamentos. (...)*".

III

Que el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco establece que: "*Los Agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional*".

IV

Que el artículo 25 del Tratado Marco, define al **EOR** como el ente operador del Mercado regional con especialidad técnica; señalando el literal "a." del artículo 28 del referido Tratado Marco, como uno de sus principales objetivos y funciones, el de: "*b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad (...)*". En ese sentido, establece el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), en el numeral 1.5.3.2 del libro I que el **EOR** en cumplimiento de sus objetivos y funciones, es responsable de: "*a) Cumplir y aplicar la Regulación Regional; (...)* c) *Elaborar los procedimientos técnicos y comerciales previstos en la Regulación Regional, para la operación del MER; (...)*", de igual forma en el numeral 5.14.1 del Libro II del referido Reglamento se establece que: "*Como parte del proceso de coordinación del predespacho, el EOR deberá efectuar*



una validación eléctrica del mismo, para lo cual utilizará las herramientas y criterios aplicables a los análisis de seguridad operativa definidos en el Libro III del RMER.”

V

Que de conformidad con el artículo 27 del Segundo Protocolo al Tratado Marco: “*Constituye incumplimiento a la Regulación Regional toda acción u omisión establecida en este Protocolo*”. Asimismo, establece el referido Segundo Protocolo en el artículo 30 que: “*Se clasifican como incumplimientos muy graves las siguientes conductas que ponen en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la red de transmisión regional o del Mercado Eléctrico Regional y las que afecten de manera sistemática y deliberada la continuidad y calidad del servicio del mismo, que realicen los agentes de Mercado y las entidades que sean designadas por las Partes para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y Mercado (OS/OMS) y el Ente Operador Regional (EOR): a. Incumplimiento de las normas de acceso y conexión a la red de transmisión regional, así como incumplimiento de las condiciones técnicas y económicas fijadas en el reglamento aprobado mediante resolución de la CRIE para la prestación del servicio y operación del sistema de transmisión. (...) k. Otros incumplimientos de las obligaciones impuestas por la Regulación Regional que ocasionen el efecto descrito en el primer párrafo de este artículo*”

VI

Que el artículo 38 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, establece que: “*Los incumplimientos muy graves serán sancionados por la CRIE con multa de hasta un millón de dólares de los Estados Unidos de América, los graves de hasta doscientos mil dólares de los Estados Unidos de América y los leves de hasta veinte mil dólares de los Estados Unidos de América. (...)*”.

VII

Que mediante resolución CRIE-P-28-2013, emitida el 13 de diciembre de 2013, la CRIE aprobó el Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, el cual fue modificado mediante resolución CRIE-23-2014; reglamento que tiene por objeto establecer el procedimiento aplicable en los casos de incumplimientos a la *Regulación Regional*, que pudieren resultar atribuibles a los Agentes del mercado, Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS) y/o al Ente Operador Regional (EOR), según la tipificación establecida en los artículos 30, 31 y 32 del Segundo Protocolo, los cuales de ser comprobados, pueden ser sancionados de acuerdo a lo establecido en los artículos 37 y 38 del referido Segundo Protocolo; reglamento que resulta aplicable al presente caso, de conformidad con lo establecido en el resuelve “*QUINTO*” de la Resolución CRIE-54-2019 emitida el 05 de septiembre de 2019.

VIII

Que durante el desarrollo del proceso sancionador CRIE-PS-06-2019, de conformidad con lo establecido en el *Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE* (aplicable al presente caso), se le confirió audiencia al **EOR**, en dos ocasiones, habiendo sido evacuadas únicamente la primera de éstas, razón por la que se hace necesario analizar los argumentos presentados por dicho ente, los cuales son transcritos en su parte conducente, de la siguiente forma:

En la Providencia CRIE-PS-06-2019-01 se indicó lo siguiente:

“1. Supuestas infracciones tipificadas en el inciso “a” del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, ya que el EOR dentro de los

procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, no realizó la verificación complementaria de forma íntegra toda vez que omitió verificar la no superación de las máximas transferencias entre áreas de control posiblemente incumpliendo lo establecido en el numeral D6.2 en sus incisos "a" y "b" del Anexo D del Libro III del RMER, lo que podría significar un incumplimiento de las condiciones técnicas y económicas fijadas en el reglamento aprobado mediante resolución de la CRIE para la prestación del servicio y operación del sistema de transmisión."

Al respecto, el EOR manifestó:

"El EOR, en el documento que contiene el "Procedimiento validación eléctrica mensual y anual de los resultados obtenidos de las asignaciones (subastas) de Derechos de Transmisión" y el "Soporte regulatorio para el procedimiento validación eléctrica de los resultados obtenidos de las asignaciones de Derechos de Transmisión", remitido a la CRIE mediante correo electrónico de fecha 22 de octubre de 2018 (Anexo AA), expresó oportunamente que el procedimiento de validación eléctrica de los resultados obtenidos de las Asignaciones de Derechos de Transmisión (DT) que realiza el EOR tiene su base regulatoria en lo establecido en la Resolución CRIE-7-2017, Anexo A, apartado 3.1 Capacidades Operativas para Derechos de Transmisión, numerales 3.1.1, 3.1.2 Y 3.3.1, según lo siguiente:

- *El numeral 3.1.1, establece cómo se calculan las capacidades operativas de transmisión para la asignación de DT:*

"3.1.1 La Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control para la asignación de los DT, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR, para la asignación de los DT será el menor valor de capacidad operativa de los escenarios de demanda máxima, media y mínima. El valor de la capacidad operativa se calculará considerando los valores de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del SER, la capacidad de importación, exportación y porteo, resultantes del respectivo estudio de seguridad operativa y vigente a la fecha de la publicación de las capacidades operativas para DT (...)"(El subrayado es propio).

Por tanto, de lo indicado en el numeral 3.1.1, está claramente establecido que las capacidades operativas para asignación de DT, representan el menor de todos los valores de importación, exportación y porteo (Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia - MCTP) entre 2 áreas de control adyacentes; por lo cual, es claro que, al validar que dichos valores no son excedidos en la asignación de DT se asegura a la vez que ningún otro valor de las MCTP sea superado, y por tanto, que en ningún momento se presenten afectaciones económicas ni mucho menos de índole técnico al MER y al SER.

- *Así mismo, el numeral 3.3.1, establece claramente el objetivo de la validación eléctrica de los resultados de la asignación de DT:*

"3.3.1 El total de los DT previamente asignados más los DT que se asignen, independientemente de la combinación de los nodos de inyección y retiro, no deberán superar la Capacidad Operativa de Transmisión establecida en el numeral 3.1.2." (El subrayado es propio).

- *De lo anterior, el numeral 3.1.2 establece que:*

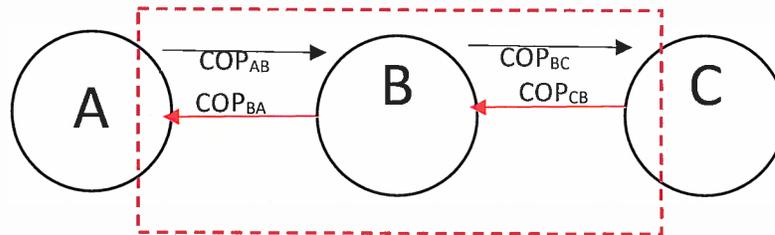


“3.1.2 Las capacidades operativas de transmisión para la asignación de los DT será el 100% de la Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR. Si la capacidad operativa de transmisión entre áreas de control, es mayor que la capacidad de importación de una de ellas, entonces se utilizará el 100% de esta última capacidad.”

Por tanto, de lo establecido en los numerales 3.3.1 y 3.1.2 anteriores, se concluye que el EOR ha cumplido con lo estipulado en el numeral D6.2 incisos a) y b) del Anexo D del Libro III del RMER, y ha realizado la verificación complementaria (validación eléctrica) de forma íntegra, y ha asegurado que, al no superarse los valores publicados de capacidades operativas para asignación de DT, tampoco se han superado las máximas transferencias entre áreas de control, ya que, como se ha explicado, las capacidades operativas son los menores valores de todas las MCTP entre áreas de control. Por consiguiente, el EOR en ningún momento ha asignado valores de Derechos de Transmisión que superen las capacidades operativas para Derechos de Transmisión publicadas en el portal Web del EOR, conforme a los plazos establecidos en la normativa regional, y cuyo cálculo está amparado en lo establecido en la Resolución CRIE-7-2017, Anexo A, apartado 3.1 Capacidades Operativas para Derechos de Transmisión.”

ANÁLISIS CRIE: De conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo, el EOR está obligado a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la regulación regional, en el mismo sentido. En ese sentido, el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER establece que en cumplimiento de sus objetivos y funciones el EOR es responsable, entre otros aspectos, de cumplir y aplicar la Regulación Regional, misma que de acuerdo al artículo 21 del Segundo Protocolo está integrada por el Tratado Marco, sus Protocolos, los reglamentos aprobados y demás resoluciones de la CRIE.

La regulación regional define capacidad operativa de transmisión como la máxima potencia que se puede transmitir por una línea o por un grupo de líneas que enlazan dos áreas de control del SER, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño. De lo anterior se colige, que las capacidades operativas de transmisión están asociadas a pares de áreas de control adyacentes. A manera de ilustración, en el siguiente gráfico se observa que el área de control “B” puede tener asociada cuatro capacidades operativas, siendo éstas la capacidad operativa en dirección AB, BC, CB y BA.



En el caso en que las capacidades operativas AB y CB estén definidas por la capacidad de importación del área de control B, y de verificarse únicamente que los DT asignados no superen la Capacidad Operativa de Transmisión para DT (COTDT), se podría correr el riesgo que los DT asignados alcancen las magnitudes de las capacidades operativas antes mencionadas, en cuyo caso se correría el riesgo que el total de DT asignados para el área de control B supere su máxima capacidad de importación total, lo anterior podría traer consecuencias a la firmeza de los contratos firmes así como afectaciones económicas al momento de ejecutarse el predespacho regional, toda vez que durante este



último proceso se encuentran modeladas las restricciones asociadas a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP).

De lo anterior se desprende que no es cierta la conclusión a la que llega el Operador Regional respecto a que de cumplirse con los numerales 3.3.1 y 3.1.2 de la Resolución CRIE-07-2017, automáticamente se cumple con lo establecido en el numeral D6.2 incisos a) y b) del Anexo D del Libro III del RMER, toda vez que el numeral D6.2 del Anexo A del Libro III, complementa las verificaciones que el EOR debe realizar, al establecerse que a través de los flujos de carga se debe comprobar que las potencias firmes inyectadas pueden ser retiradas en los nodos correspondientes.

Por tanto, se logra observar que el EOR se limitó a verificar que los DT asignados no sobrepasaran la Capacidad Operativa de Transmisión establecida en el numeral 3.1.1 de la Resolución CRIE-07-2017, afirmando que esto es suficiente para asegurar que ningún otro valor de las MCTP sería superado por la asignación de los DT; sin embargo, los resultados de las asignaciones, que fueron objeto del presente proceso, indican lo contrario, ya que dichas asignaciones superaron la máxima capacidad de importación total del El Salvador, lo que contradice lo afirmado por el EOR y que claramente demuestra que no se realizó por parte del EOR la verificación complementaria establecida en el literal “b” del numeral D6.2 del Anexo D del Libro III del RMER que dice que “*los flujos de carga deberá verificar que, (...) con los DT asignados las potencias firmes inyectadas pueden ser retiradas en los correspondientes nodos*” (el resaltado es propio), ya que las potencias firmes asignadas en los nodos de El Salvador claramente no podían ser retiradas por la limitación en su máxima capacidad de importación total. Por lo tanto, se considera que los argumentos expresados por el EOR son contradictorios entre sí y evidencian el error de criterio técnico empleado por el EOR en las verificaciones complementarias en las asignaciones en cuestión.

El EOR manifestó que:

“Como ejemplo, para el caso de El Salvador, en la asignación A1807 se aclara que los valores de capacidad operativa se calcularon siguiendo el procedimiento vigente en la Regulación Regional:

*a) El valor de la capacidad operativa N-S entre Guatemala y El Salvador fue calculado tomando el menor de los valores entre la exportación de Guatemala y la importación y porteo de El Salvador, para cada escenario de demanda, luego se seleccionó el menor valor de los 3 escenarios de demanda, resultando en **250 MW**.*

*b) Así mismo, el valor de la capacidad operativa S-N entre El Salvador y Honduras, fue calculado tomando el menor de los valores entre la exportación y porteo de Honduras y la importación y porteo de El Salvador, para cada escenario de demanda, luego se seleccionó el menor valor de los 3 escenarios de demanda, resultando en **130 MW**.*

Siendo entonces estos valores de 250 MW y 130 MW, las capacidades operativas para los tramos GUA-ELS N-S y ELS-HON S-N respectivamente, que fueron los insumos utilizados en la asignación de DT A 1807. Por lo anterior, el EOR realizó el cálculo de las capacidades operativas de conformidad con lo establecido en el Anexo A de la resolución CRIE-7-2017, numeral 3.1, ya su vez, cumpliendo con lo establecido en el numeral D6.2 incisos a) y b) del Anexo D del Libro III del RMER. Es decir que, con los valores reportados por el área de control de El Salvador y calculados por el EOR, dicha área de control podría haber resultado con una asignación de DT retirando hasta 380 MW, compuestos por 250 MW y 130 MW de las capacidades operativas para los tramos GUA-ELS N-S y ELS-HON S-N respectivamente. Y el valor resultante de la asignación A 1807, en los meses de julio a diciembre 2018 fue de 308.431 MW y para los meses de enero a junio de 2019 fue de 269.5 MW. Es de resaltar que



ninguno de estos valores superó los 380 MW. Adicionalmente, durante la verificación complementaria se constató que los flujos de carga de los DT asignados, resultado de que las potencias firmes inyectadas y que son retiradas en los correspondientes nodos de Red de Transmisión, respetaran los valores publicados de las capacidades operativas de transmisión para la asignación de DT A 1807.”

ANÁLISIS CRIE: Con relación al cálculo de la capacidad operativa de transmisión para asignación de DT: Al respecto se tiene que mediante nota EOR-GPO-26-04-2018-094, de fecha 26 de abril de 2018, el Operador Regional informó a los OS/OM de la región sobre las actualizaciones a la máxima capacidad de importación del área de control de El Salvador, la cual entraría en vigencia a partir del 02 de mayo del 2018. En tal sentido, las capacidades informadas por el EOR fueron las siguientes:

Día/hora	Máxima Importación (MW)																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes a Viernes	290	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	290	290	290
Sábado	250	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250	
Domingo	250	250	250	250	250	250	235	240	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250	

Fuente: Anexo I de nota EOR-GPO-26-04-2018-094.

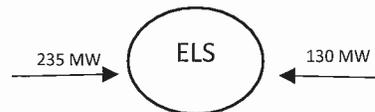
Es de hacer notar que como parte de la información reportada por el EOR mediante nota EOR-GPO-26-04-2018-094, éste no especificó si los valores de importación detallados en la tabla correspondían a la importación Norte – Sur o Sur – Norte del área de control de El Salvador; en tal sentido y como parte de las investigaciones preliminares desarrolladas por el equipo técnico de la CRIE, el Operador Regional fue consultado respecto a dicha ambigüedad; a lo que el EOR aclaró lo siguiente:

Confirmación de parte del EOR respecto al valor de importación actualizado a solicitud de la UT, si este valor correspondía a la importación Norte – Sur o bien a la importación Sur – Norte, para el proceso de la Asignación Anual de DT A1807

El EOR confirma que el valor actualizado de la máxima capacidad de importación total del área de control de El Salvador, fue aplicado en las importaciones de El Salvador en ambas direcciones Norte-Sur y Sur-Norte, sobretodo en el escenario de demanda mínima, y fue utilizado para el cálculo de las Capacidades Operativas para la Asignación anual de DT A1807, de la siguiente manera:

Fuente: Nota sin número de referencia remitida por el EOR en el marco de las investigaciones preliminares relativas al presente caso

Considerando las aclaraciones brindadas por el EOR, y de conformidad a los valores detallados en el cuadro anterior se puede constatar, que el mínimo valor de importación reportada por el EOR para el área de control de El Salvador, vigente a la fecha de asignación de DT A1807, corresponde a un valor de 235 MW, contrario a los 250 MW que argumenta el Operador Regional; por lo que al aplicar la metodología vigente para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para asignación de Derechos de Transmisión (COTDT) se tienen los siguientes resultados:



Con relación al cumplimiento de lo establecido en el numeral D6.2 incisos a) y b), del Anexo D del Libro III del RMER: El numeral D6.2 establece que “Los flujos de carga deberá verificar que, con



los DT asignados: (...) b) Las potencias firmes inyectadas pueden ser retiradas en los correspondientes nodos (...)"

Como parte de los argumentos de descargo, el EOR manifiesta que para la asignación A1807, el área de control de El Salvador contaba con una capacidad operativa de transmisión para asignación de DT (COTDT) Norte – Sur igual a 250 MW y una COTDT Sur – Norte de 130 MW lo que, según declara el mismo EOR, "(...) con los valores reportados por el área de control de El Salvador y calculados por el EOR, dicha área de control podría haber resultado con una asignación de DT retirando hasta 380 MW, compuesto por 250 MW y 130 MW (...)". Continúa indicando el Operador Regional que: "(...) el valor resultante de la asignación A1807, en los meses de julio a diciembre 2018 fue de 308.431 MW y para los meses de enero a junio de 2019 fue de 269.5 MW (...)". De lo anterior claramente se desprende que el EOR no cumplió con la verificación requerida en el numeral D6.2 inciso b) del Anexo D del Libro III del RMER, toda vez que de haberse realizado, éste se hubiese percatado que los resultados obtenidos en ambas asignaciones 308.431 MW (julio-diciembre 2018) y 269.5 MW (enero-junio 2019) superaban la capacidad **total** de importación del área de control de El Salvador informada por el mismo EOR. A continuación, se ilustra los períodos para los cuales las asignaciones de DT hechas por el EOR superaron la máxima capacidad total de importación de El Salvador:

Día/Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes - Viernes	290	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	290	290
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5
Sábado	250	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5
Domingo	250	250	250	250	250	250	235	240	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5

Nota: En color rojo se observan los períodos de mercado en los cuales se asignó DT superiores a la máxima capacidad de importación total de El Salvador, según lo informado por el OS/OM de dicha área de control y validado por el EOR.

Del cuadro anterior, claramente se puede observar que, el total de inyecciones resultantes del proceso de asignación de DT realizado por el Operador Regional, no hubiesen podido ser retiradas en el correspondiente nodo, y hubiesen sido suspendidas durante el proceso de predespacho regional, toda vez que éstas excedieron la máxima capacidad de importación total del área de control de El Salvador, alcanzando en algunos casos valores del orden de 73.4 MW en exceso. La condición anterior hubiese sido agravada de haberse asignado DT por el orden de las COTDT publicadas por el EOR, ya que se hubieran alcanzado un valor máximo de 380 MW.

Nuevamente el EOR insiste en justificar que el área de El Salvador era capaz de retirar 380MW, cuando se conocía que la capacidad de importación total de El Salvador era muy inferior a dicho valor. No observa el EOR la condición técnica que los valores de N-S y S-N a los que hace referencia, son completamente dependientes entre sí, en función de la capacidad total con la contaba el área de control de El Salvador.



El EOR manifestó que:



“Por otro lado, respecto al procedimiento de validación eléctrica (verificación complementaria) es importante aclarar que:

i. El EOR realiza la validación eléctrica de los resultados de la asignación de DT conforme lo establecido en el numeral 3.3.1 del Anexo A de la Resolución CRIE-7-2017, verificando que los resultados no superen las capacidades operativas de transmisión publicadas para cada tramo, que fueron los insumos para el Programa de Selección de Solicitudes de las asignaciones de DT respectivas. Es decir, al Programa de Selección de Solicitudes se le introdujeron, para las asignaciones A 1707 Y A 1807, solamente las capacidades operativas de transmisión de cada tramo, calculadas según lo establece el numeral 3.1.1 del Anexo A de la resolución CRIE-7-2017, por lo que la validación eléctrica se realizó verificando que no se superaran dichos insumos y no de otra forma.

ii. El EOR realiza la validación eléctrica de los resultados del modelo de predespacho regional diario conforme lo establecido en la Regulación Regional, verificando que los resultados no superen las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) de cada área de control, que son los insumos para dicho modelo. Es decir, al modelo del predespacho regional diario se le introducen todas las MCTP vigentes, por lo que la validación eléctrica del predespacho se realiza verificando que no se superen todos esos Insumos.

Lo anterior es importante explicarlo para demostrar que ambos procesos de validación eléctrica son diferentes, en tanto se validan diferentes insumos y el EOR los ha realizado conforme lo establecido en la Regulación Regional.”

ANÁLISIS CRIE: De conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo, el EOR está obligado a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la regulación regional, que de conformidad a lo establecido en el artículo 21 del Segundo Protocolo, la Regulación Regional está integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE. De lo anterior se desprende, la obligación del EOR de cumplir, en el marco del proceso de asignación de DT, lo que al efecto establece tanto la Resolución CRIE-07-2017 como lo detallado en el RMER, particularmente lo establecido en el numeral D6.2 del Anexo D del Libro III del RMER.

Considerando que como parte de los argumentos de descargo vertidos por el EOR, éste manifestó que para la asignación A1807, “(...) con los valores reportados por el área de control de El Salvador y calculados por el EOR, dicha área de control podría haber resultado con una asignación de DT retirando hasta 380 MW, compuesto por 250 MW y 130 MW (...) el valor resultante de la asignación A1807, en los meses de julio a diciembre 2018 fue de 308.431 MW y para los meses de enero a junio de 2019 fue de 269.5 MW (...)”, claramente se puede concluir que el EOR no cumplió con la verificación requerida en el numeral D6.2 inciso b) del Anexo D del Libro III del RMER, ya que de haberse realizado, se hubiese percatado que los resultados obtenidos en ambas asignaciones 308.431 MW (julio-diciembre 2018) y 269.5 MW (enero-junio 2019), superaban la capacidad **total** de importación del área de control de El Salvador informada por el mismo EOR, lo que implicaría que de inyectarse el total de la potencia firme asignada, ésta no hubiese podido ser retirada en los correspondientes nodos del área de control de El Salvador.

Adicionalmente, con respecto a la Asignación A1707, en sus descargos el EOR indicó que las capacidades operativas de transmisión de cada tramo, fueron calculadas según lo establece el numeral 3.1.1 del Anexo A de la resolución CRIE-7-2017, por lo que la validación eléctrica se realizó verificando que no se superaran dichos insumos y no de otra forma, de acuerdo con la Auditoría realizada y utilizando las COTDT calculadas por el EOR relativas al 2do semestre 2017,

se pudo observar que el monto asignado por concepto de DT fue mayor a la máxima capacidad de importación de El Salvador para el escenario de demanda mínima, según se muestra en la siguiente tabla:

Escenario	COPDT NS	COPDT NS	Imp NS	Imp SN	Imp Total	Flujo NS hacia ELS	Flujo SN hacia ELS	Total de flujo entrando a ELS
Dmax	190	120	300	300	300	190	44.9	234.9
Dmed			270	290	290			
Dmin			190	190	190			



El **EOR** manifestó que:

“Respecto a lo argumentado por la CRIE, es necesario realizar las siguientes aclaraciones fundamentales:

1. Indica la CRIE en el considerando IX:

“Como parte de la auditoría se pudo observar que el Operador Regional se podría estar limitando a verificar únicamente que el total de DT asignado, no supere las capacidades operativas para DT publicadas, omitiendo verificar la no superación de límites máximos de importación, exportación y porteo asociadas a cada área de control -en contra de lo establecido en el numeral 3.7.7 del Procedimiento de aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes de Transmisión-, valores que representan restricciones que ayudan a asegurar que las transacciones regionales no afecten la calidad, seguridad y con fiabilidad del servicio eléctrico en el SER; de manera que la operación integrada del SER se desarrolle en estricto cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.” (El subrayado es propio).

Referente a lo anterior, es importante recordar que el modelo matemático del Predespacho Regional, de conformidad a la normativa regional, toma en cuenta un conjunto de restricciones, entre las cuales se encuentran las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP); éstas permiten un nivel de despacho a través de las interconexiones del SER modeladas en el Sistema Integrado de Información del MER (SIIM). Es decir que las transacciones regionales se limitan con los valores de MCTP que se ingresan al modelo diariamente, asegurando el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en el RMER.

2. Además, en el considerando X, la CRIE indica lo siguiente:

“Al verificar únicamente que, los flujos resultantes no superen el máximo valor de las capacidades operativas calculadas, se corre el riesgo que valores como la importación o exportación total de una determinada área de control pueda superar su máximo valor; poniendo en riesgo la firmeza con la que una potencia pueda ser inyectada y retirada en los nodos correspondientes; y lo que es peor; pudiendo poner en riesgo la calidad; seguridad y confiabilidad de la operación del SER.” (El subrayado es propio).



Tal y como se especificó en la aclaración anterior, los valores de importación o exportación total forman parte de las MCTP que se ingresan diariamente al modelo matemático de Predespacho Regional, estas MCTP permiten un nivel de despacho a través de las interconexiones del SER modeladas en el SIIM. Es decir, que las transacciones regionales se limitan con los valores de MCTP que se ingresan diariamente al modelo, asegurando el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en el RMER.

3. Siempre en el considerando X, la CRIE indica:

“La importancia de realizar una adecuada validación eléctrica es porque la Energía Firme asociada a un Contrato Firme deberá estar limitada por la potencia del Derecho Firme garantizando su compromiso en un contrato por lo cual los Derechos Firmes Asignados en los procesos de subastas deben ser producto de capacidades operativas y validaciones eléctricas que cumplan con todos los requisitos y exigencias que establece la reglamentación regional.

La firmeza del DT se debe garantizar tanto en el proceso de asignación como en el proceso de operación de los Contratos Firmes asociados a los DT, para evitar que en el predespacho regional se presenten limitaciones por seguridad operativa que pudieron haberse prevenido oportunamente durante la asignación del DT a través de la validación eléctrica del mismo.”

Tal como lo establece la Regulación Regional, los valores de Contratos Firmes (CF) asociados a los Derechos Firmes asignados, declarados por los agentes, forman parte de otro insumo para el modelo de Predespacho Regional y su programación está limitada por los valores de MCTP vigentes para cada hora.

Además, las MCTP también pueden en un momento dado limitar la programación de energía de un CF en el Predespacho Regional, de acuerdo a lo establecido en la normativa regional, en el numeral 2.4 del Anexo A de la Resolución CRIE-7-2017, situaciones que en todo momento han sido manejadas de acuerdo a la Regulación Regional.

4. Por último, la CRIE indica en el considerando X: *“De esta manera, aun cuando los procedimientos de Asignación se analizan desde un punto de vista técnico - operativo, el EOR debió tener presente que la Asignación de DT son compromisos comerciales cuyos resultados tienen repercusiones importantes en el MER y en los mercados nacionales.”*

Los procesos de asignación a los que hace alusión la CRIE, A1707 y A1807, fueron desarrollados de manera normal y en apego a la Regulación Regional según se puede observar en el Informe de resultados del proceso de asignación anual A1707 y A1807 (Anexo FF). Tal y como indica dicho informe, en el primer proceso de asignación A1707, fue recibida una impugnación (Anexo GG), la cual, luego de brindar la correspondiente explicación, se resolvió en apego a la Regulación Regional. Para el segundo proceso de asignación en mención, A 1807, no fueron recibidas impugnaciones por parte de los agentes, por lo anterior, queda claro que el EOR en todo momento ha actuado en apego a la Regulación Regional.”

ANÁLISIS CRIE: El EOR argumenta que las restricciones que se encuentran incorporadas en el modelo matemático del Predespacho Regional, permiten limitar las transacciones regionales conforme los valores de MCTP. Sin embargo, no se debe perder de vista que el predespacho regional corresponde a una fase posterior y distinta al proceso de asignación de DT. En tal sentido, y en el marco de lo establecido en el numeral D6.2 del Anexo D del Libro III del RMER, el EOR debe verificar que con los DT asignados, las potencias firmes inyectadas puedan ser retiradas en los correspondientes nodos, y de esta forma evitar que los DT asignados superen las MCTP, condición

que provocaría afectaciones a la firmeza de los contratos y las consecuentes afectaciones económicas que de esta problemática derivarían.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, esta falta de verificación queda evidenciada al momento de publicarse una asignación de DT por el orden de 308 MW (período julio-diciembre de 2018), aun y cuando la máxima capacidad de importación total de El Salvador era de 290 MW y la mínima capacidad de importación total era de 235 MW. Esta condición pudo haber representado que durante el predespacho regional, se pudieran haber suspendido DTs por el orden de los 73 MW, implicando afectaciones económicas considerables, lo anterior como resultado de no haber verificado que las potencias firmes inyectadas producto del proceso de asignación pudiesen ser retiradas en los nodos correspondientes.

De lo anterior, resulta inaceptable que el EOR pretenda atenuar su falta, argumentando que el modelo matemático del Predespacho Regional toma en cuenta las restricciones asociadas a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), lo anterior considerando que al asignarse DT sobre las capacidades de importación de un área de control, el excedente asignado sería suspendido durante el proceso de predespacho regional, situación que comprometería la firmeza de los contratos y provocaría considerables afectaciones económicas.

Así mismo, se le hace la aclaración al EOR que los DTs adjudicados en el proceso de asignación Derechos de Transmisión, debe de ejecutarse de forma confiable, de manera que la Energía Firme asociada a un Contrato Firme deba estar limitada por la potencia del Derecho Firme garantizando su compromiso en un contrato; por lo cual, los Derechos Firmes Asignados en los procesos de subastas deben ser producto de capacidades operativas y las restricciones operativas consideradas para su cálculo, así como las respectivas validaciones eléctricas, verificaciones complementarias y demás requisitos y exigencias que establece la regulación regional, de tal manera que no sea en la validación eléctrica de predespacho regional diario en donde sean limitada la potencia de acuerdo con los valores de MCTP que se ingresan diariamente al modelo, pudiendo resultar que por un criterio técnico mal interpretado pueda ocasionarse una afectación comercial.

En la Providencia CRIE-PS-06-2019-01 se indicó lo siguiente:

“2. Supuestas infracciones tipificadas en el inciso “k” del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, ya que el EOR dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, no calculó la máxima capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión, observando la mínima capacidad de importación asociada al área de control de El Salvador y calculó la máxima capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión considerando para el efecto modificaciones a las capacidades de importación, exportación o porteo, solicitados por los OS/OMS de Nicaragua y Panamá, sin que los mismos fueran debidamente validados previo a la publicación de las COTDT para los correspondientes periodos de asignación, posiblemente incumpliendo lo establecido en los numerales 3.1.1 y 3.1.2 del procedimiento establecido en la resolución CRIE-07-2017, lo que pudo haber puesto en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la Red de Transmisión Regional y del Mercado Eléctrico Regional.”

El EOR manifestó que:

“En atención a lo argumentado por la CRIE, es necesario realizar las siguientes aclaraciones fundamentales:

1. Respecto a los valores de capacidades operativas de transmisión para la asignación de DT A1707:

a. En primer lugar, la CRIE menciona que, los valores de capacidades operativas de transmisión publicadas por el EOR, para la asignación de DT A 1707 fueron las siguientes:

Capacidades operativas (julio-diciembre) 2017 según CRIE, tomada del literal a) del Considerando IX, página 3, de la PS-06-2019-01:

Capacidades Operativas (julio – diciembre) 2017

GUA-SAL		GUA-HON		SAL-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN	
NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN
190	160	50	100	50	120	0	40	140	0	170	150

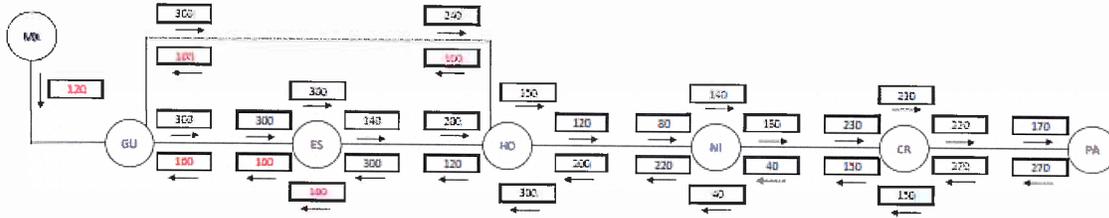
Cuando las publicadas realmente por el EOR en su oportunidad fueron las siguientes:
 Capacidades Operativas publicadas por el EOR en su sitio web para la asignación A 1707 (correspondiente a los meses de julio a diciembre 2017).

GUATEMALA - EL SALVADOR		GUATEMALA - HONDURAS		EL SALVADOR - HONDURAS		HONDURAS - NICARAGUA		NICARAGUA - COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N
190	160	110	100	50	120	40	40	140	40	0	150

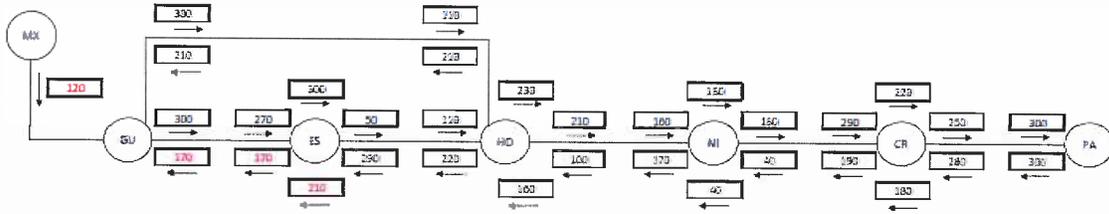
ANÁLISIS CRIE: Respecto a las capacidades operativas para la asignación de DT, la resolución CRIE-07-2017 establece que “La capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control para la asignación de los DT, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR, para la asignación de DT será el menor valor de capacidad operativa de los escenarios de demanda máxima, media y mínima. El valor de la capacidad operativa se calculará considerando los valores de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del SER, la capacidad de importación, exportación y porteo, resultantes del respectivo estudio de seguridad operativa y vigente a la fecha de la publicación de las capacidades operativas para DT (...)”. En tal sentido, el estudio vigente al 04 de mayo de 2017, correspondía al estudio denominado “ESTUDIO DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL DEL SER MAYO 2017”, el cual arrojó los siguientes resultados:



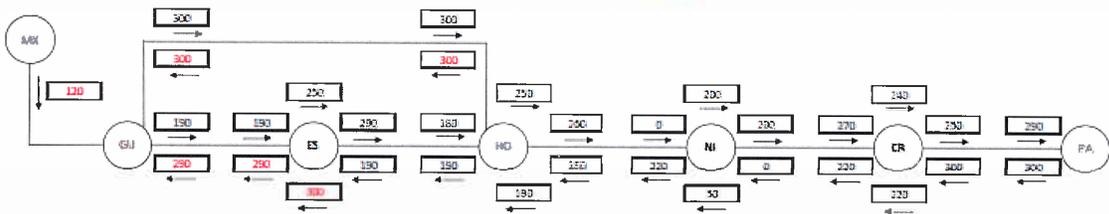
Análisis Individuales Demanda Máxima



Análisis Individuales Demanda Media



Análisis Individuales Demanda Mínima



Al aplicar lo que al efecto establece el numeral 3.1.1 de la resolución CRIE-7-2017, se obtienen los siguientes resultados, que si se comparan con los publicados por el EOR, se pueden advertir las siguientes diferencias (las cuales se señalan en color rojo):

Capacidades Operativas (enero – junio) 2018

GUA-SAL		GUA-HON		SAL-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN	
NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN
190	160	110	100	50	120	0	40	140	0	0	150

GUATEMALA - EL SALVADOR		GUATEMALA - HONDURAS		EL SALVADOR - HONDURAS		HONDURAS - NICARAGUA		NICARAGUA - COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N
190	160	110	100	50	120	40	40	140	40	170	150

[Los valores resaltados en color rojo, son propios, para identificar las diferencias con lo mencionado por la CRIE]

Cabe resaltar que las actualizaciones solicitadas por los OS/OM de Nicaragua y Panamá no fueron tomados en cuenta en el cálculo realizado por el equipo técnico de la CRIE, toda vez que éstas fueron solicitadas de manera informal el día 04 de mayo de 2017, fecha en la que se publicaron las capacidades operativas para DT. Resulta de importancia indicar que no consta que dichas solicitudes hayan sido remitidas oportunamente y de forma oficial por parte de los OS/OMs antes mencionados; asimismo tampoco consta que el EOR por la vía oficial haya comunicado la respectiva validación; tal y como ocurrió en atención a la solicitud que realizó el OS/OM de El Salvador.



De lo anterior se advierte que el EOR no cumplió con lo establecido en el numeral 3.1.1 de la resolución CRIE-07-2017, toda vez que para el cálculo de las capacidades operativas para asignación de DT, éste se debe realizar utilizando el estudio de seguridad operativa vigente a la fecha de publicación, siendo el caso que el EOR omitió validar y oficializar las solicitudes de actualización a las capacidades de transferencias hechas por los OS/OM de Nicaragua y Panamá. De lo anterior se desprende que las referidas solicitudes no debieron ser utilizadas para el cálculo al que hace referencia el numeral 3.1.1 de la resolución CRIE-07-2017.

El EOR manifestó que:

“De la misma forma, las Capacidades operativas (enero-junio) 2018, según CRIE, tomada del literal a) del Considerando IX, página 4, de la PS-06-2019-01, fueron las siguientes:

Capacidades Operativas (enero – junio) 2018

GUA-SAL		GUA-HON		SAL-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN	
NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN
190	160	50	100	50	120	0	40	140	0	170	150

*Mientras que las publicadas por el EOR en su oportunidad fueron las siguientes:
 Capacidades Operativas publicadas por el EOR en su sitio web para la asignación A 1707
 (correspondiente a los meses de enero a junio 2018)*

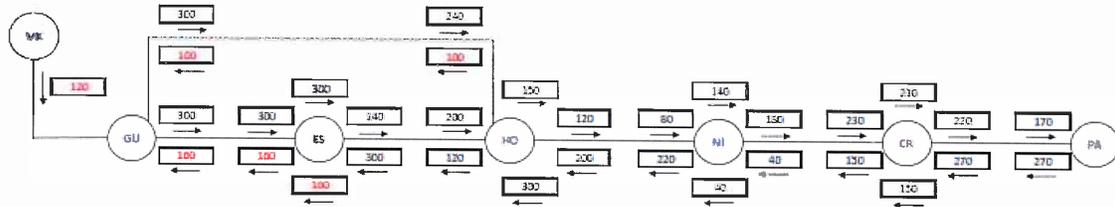
GUATEMALA - EL SALVADOR		GUATEMALA - HONDURAS		EL SALVADOR - HONDURAS		HONDURAS - NICARAGUA		NICARAGUA - COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N
190	160	110	100	50	120	40	40	140	40	170	150

[Los valores resaltados en color rojo, son propios, para identificar las diferencias con lo mencionado por la CRIE]

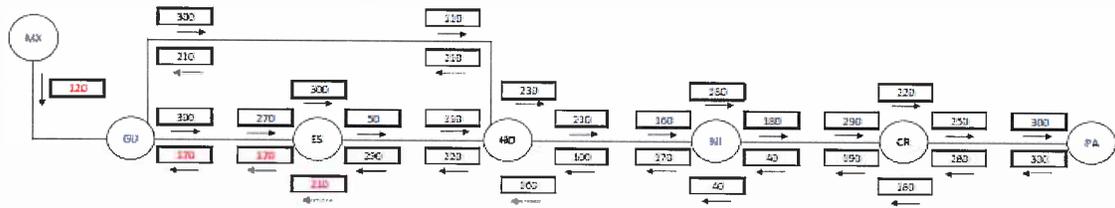
ANÁLISIS CRIE: Respecto a las capacidades operativas para la asignación de DT, la resolución CRIE-07-2017 establece que *“La capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control para la asignación de los DT, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR, para la asignación de DT será el menor valor de capacidad operativa de los escenarios de demanda máxima, media y mínima. El valor de la capacidad operativa se calculará considerando los valores de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del SER, la capacidad de importación, exportación y porteo, resultantes del respectivo estudio de seguridad operativa y vigente a la fecha de la publicación de las capacidades operativas para DT (...).”* En tal sentido, el estudio vigente al 04 de mayo de 2017, fecha de publicación de las capacidades operativas para DT, correspondía al estudio denominado *“ESTUDIO DE MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL DEL SER MAYO 2017”*, el cual arrojó los siguientes resultados:



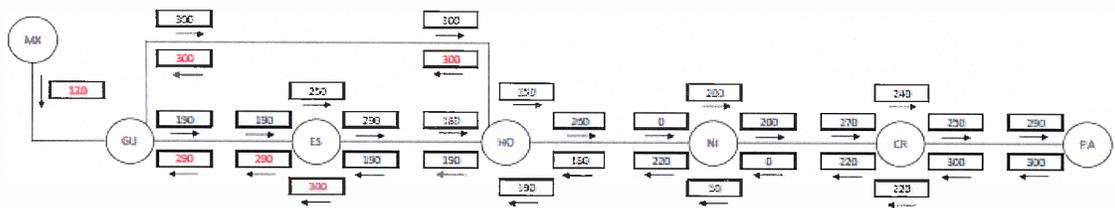
Análisis Individuales Demanda Máxima



Análisis Individuales Demanda Media



Análisis Individuales Demanda Mínima



Al aplicar lo que al efecto establece el numeral 3.1.1 de la resolución CRIE-7-2017, se obtienen los siguientes resultados, que si se comparan con los publicados por el EOR, se pueden advertir las siguientes diferencias (las cuales se señalan en color rojo):

Capacidades Operativas (enero – junio) 2018

GUA-SAL		GUA-HON		SAL-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN	
NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN
190	160	110	100	50	120	0	40	140	0	170	150

GUATEMALA - EL SALVADOR		GUATEMALA - HONDURAS		EL SALVADOR - HONDURAS		HONDURAS - NICARAGUA		NICARAGUA - COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N
190	160	110	100	50	120	40	40	140	40	170	150

[Los valores resaltados en color rojo, son propios, para identificar las diferencias con lo mencionado por la CRIE]

Cabe resaltar que las actualizaciones solicitadas por los OS/OM de Nicaragua y Panamá no fueron tomados en cuenta en el cálculo realizado por el equipo técnico de CRIE, toda vez que éstas fueron solicitadas de manera informal el día 04 de mayo de 2017, fecha en la que se publicaron las capacidades operativas para DT. Resulta de importancia indicar que no consta que dichas solicitudes hayan sido remitidas oportunamente y de forma oficial por parte de los OS/OMs antes mencionados; asimismo tampoco consta que el EOR por la vía oficial haya comunicado la respectiva validación; tal y como ocurrió en atención a la solicitud que realizó el OS/OM de El Salvador.



De lo anterior se advierte que el EOR no cumplió con lo establecido en el numeral 3.1.1 de la resolución CRIE-07-2017, toda vez que para el cálculo de las capacidades operativas para asignación de DT, éste se debe realizar utilizando el estudio de seguridad operativa vigente a la fecha de publicación, siendo el caso que el EOR omitió validar y oficializar las solicitudes de actualización a las capacidades de transferencias hechas por los OS/OM de Nicaragua y Panamá, estas solicitudes no podrían ser utilizadas para el cálculo al que hace referencia el numeral 3.1.1 de la resolución CRIE-07-2017.

El EOR manifestó que:

“c. Ahora bien, respecto a lo mencionado por CRIE sobre que: "El EOR no presentó los análisis de seguridad operativa que validasen los cambios a las Máximas Transferencias de Potencia entre áreas de control (MTP), solicitados por el área de control de Nicaragua y que dieron origen a COTDT entre Honduras - Nicaragua y entre Nicaragua - Costa Rica, distintos a los calculados en el estudio de MTP publicados a través del oficio EOR- GPO-02-05-2017-084.

De igual forma el EOR no presentó los análisis de seguridad operativa que validaran los cambios a las capacidades operativas de transmisión, del área de control de Panamá, solicitados por el CND-ETESA y que modificaran las MTP publicadas inicialmente por el EOR mediante oficio EOR-GPO-02-05-2017-084”.

Al respecto, es necesario aclarar que el EOR sí efectuó los análisis de seguridad operativa correspondientes que validaban las actualizaciones en las MCTP de Nicaragua y Panamá, así como los de El Salvador; por tanto y para mejor ilustrar, en Anexo CC el EOR está remitiendo a la CRIE los casos y escenarios operativos revisados y cuyos resultados fueron validados por el EOR, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.3.2 literal i), inciso iii) del Libro I del RMER, para las actualizaciones de:

- ✓ *La máxima capacidad de importación total del área de control de El Salvador, vigentes a la fecha de publicación y, por tanto, utilizadas para la determinación de las capacidades operativas de transmisión para la asignación anual DT A 1807.*
- ✓ *Las máximas capacidades de importación y porteo Sur-Norte del área de control de Nicaragua, vigentes a la fecha de publicación y, por tanto, utilizadas para la determinación de las capacidades operativas de transmisión para la asignación anual DT A 1707.*
- ✓ *La máxima capacidad de importación Norte-Sur del área de control de Panamá, informada oportunamente por el CND-ETESA y utilizada para la determinación de las capacidades operativas de transmisión para la asignación anual DT A 1707.”*

ANÁLISIS CRIE: Tal y como se ha indicado, cabe resaltar que las actualizaciones solicitadas por los OS/OM de Nicaragua y Panamá no fueron tomados en cuenta en el cálculo realizado por el equipo técnico de CRIE, toda vez que éstas fueron solicitadas de manera informal el día 04 de mayo de 2017, fecha en la que se publicaron las capacidades operativas para DT. Resulta de importancia indicar que no consta que dichas solicitudes hayan sido remitidas oportunamente y de forma oficial por parte de los OS/OMs antes mencionados; asimismo tampoco consta que el EOR por la vía oficial haya comunicado la respectiva validación; tal y como ocurrió en atención a la solicitud que realizó el OS/OM de El Salvador.



El EOR manifestó que:

“d. Al respecto, es importante hacer saber que el EOR, ha realizado la asignación de DT, aplicando lo establecido en el numeral 2.2.2.2, libro I del RMER que establece: “La información suministrada por la CRIE al EOR, los OS/OM o los agentes del mercado, en cumplimiento del presente RMER deberá ser verdadera, correcta y completa en el momento en que se suministra, en el mejor conocimiento de la persona que la suministra (...)” Por tanto, desde el momento en que particularmente el OS/OM de Panamá (CND-ETESA) remite al EOR la nota oficial ETE-DCND-GOP-PMP-391-2017 de fecha 5 de mayo de 2017, previo a la fecha de publicación (6 de mayo de 2017) de los valores de capacidad operativa de transmisión para la asignación DT A 1707, en la que solicita tomar en consideración para el cálculo de los valores de importación de época lluviosa (julio - diciembre de 2017) para Panamá en la subasta anual de Derechos Firmes, una importación de cero (0) MW, lo cual es referido directamente en su nota, mencionando que: “Se aclara que debido a un cambio de condiciones propio de la estacionalidad y el paso de la época seca a la lluviosa del año 2017, no se entregan archivos de decrementos, pues el sistema eléctrico nacional de Panamá, mantiene restricciones de transmisión, y por ser propio de la época (alta hidrología) no es posible importar hacia Panamá desde el Sistema Eléctrico regional (SER)”(el subrayado es propio); por lo que el caso revisado y cuyo resultado, validado por el EOR consiste en el mismo caso base de la Base de Datos remitida por el CND-ETESA, donde no hay condiciones de decremento de generación para lograr casos con importación de Panamá.

Así mismo, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.1.1 Libro I del RMER Y lo establecido en el Anexo A de la Resolución CRIE-7-2017, numeral 3.2.6, la información publicada por el EOR en su sitio web constituye información oficial y pública para todos los interesados en el proceso de asignación de DT que corresponda.

Por lo anterior, se les remite la nota del CND-ETESA y la Base de Datos respectiva, con la cual el EOR determinó que la capacidad de importación de Panamá era de cero (0) MW en su momento (Anexo DD).”

ANÁLISIS CRIE: De conformidad a lo establecido en el numeral 3.2.6 de la resolución CRIE-07-2017, el EOR debe publicar en los primeros tres días hábiles del mes previo al mes de asignación, entre otros aspectos, las capacidades operativas de transmisión para asignación del DT (COTDT), es así que las COTDT correspondientes a la asignación A1707 debieron ser publicadas en la página web del EOR a más tardar el día jueves 04 de mayo de 2017. Considerando que la nota del OS/OM de Panamá, en la que formalmente se solicitó actualización a su capacidad de importación fue remitida al Operador Regional para su análisis hasta el día viernes 05 de mayo de 2017, ésta es extemporánea respecto a los plazos definidos en la regulación regional para que pudiese ser considerada en la asignación A1707. Adicionalmente debe indicarse que no era posible considerar la solicitud realizada el día 4 de mayo de 2017, ya que esta no constituía una solicitud formal de dicho OS/OM; asimismo debe considerarse que tampoco consta que el EOR por la vía oficial haya comunicado la respectiva validación; tal y como ocurrió en atención a la solicitud que realizó el OS/OM de El Salvador.

El EOR manifestó que:



“2. Respecto a los valores de capacidades operativas de transmisión para la asignación de DT A1807:

a. La CRIE menciona que las capacidades operativas calculadas por ellos para el tramo GUA-ELS (235 MW) tienen una diferencia de 15 MW con respecto a la determinada y publicada por el EOR, la cual fue de 250 MW. Al respecto, el EOR aclara que la fecha de publicación de las capacidades operativas de transmisión para la asignación anual DT A 1807 fue el 3 de mayo de 2018, por lo que de conformidad con la tabla siguiente de valores actualizados de importación de El Salvador (ver siguiente página):

Máxima Importación (MW)																								
Día/hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Viernes	290	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	290	290
Sábado	250	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250
Domingo	250	250	250	250	250	250	235	240	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250

Se puede observar claramente que el valor de importación de 235 MW (inclusive el de 240 MW) resaltados en color amarillo, le correspondía entrar en vigencia hasta el domingo 6 de mayo de 2018, por lo que a la fecha de publicación de las capacidades operativas de transmisión para la asignación anual DT A 1807, que fue el 3 de mayo de 2018, la menor importación de El Salvador era de 250 MW (resaltado en color verde), siendo este valor el que determinó la capacidad operativa del tramo GUA-ELS N-S.”

ANÁLISIS CRIE: Respecto a las capacidades operativas para la asignación de DT, la resolución CRIE-07-2017 establece que “La capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control para la asignación de los DT, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR, para la asignación de DT será el menor valor de capacidad operativa de los escenarios de demanda máxima, media y mínima. El valor de la capacidad operativa se calculará considerando los valores de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del SER, la capacidad de importación, exportación y porteo, resultantes del respectivo estudio de seguridad operativa y vigente a la fecha de la publicación de las capacidades operativas para DT (...)”. En tal sentido, el EOR mediante nota con referencia número EOR-GPO-26-04-2018-094, de fecha 26 de abril de 2018, comunicó oficialmente la actualización de la máxima capacidad de importación correspondiente al área de control de El Salvador, valores que estarían vigentes a partir del 02 de mayo de 2018. Con base en lo anterior, resulta improcedente que el EOR pretenda justificar la no consideración del mínimo valor de importación de El Salvador (235 MW), argumentando que éste sería aplicado los días domingos posteriores a la fecha de publicación de las COTDT. Dicho argumento resultaría incongruente, toda vez que el conjunto de valores asociados a la importación máxima de El Salvador, incluyendo el valor de 235 MW, entraron en vigencia plena previo a la fecha de publicación de las COTDT relativas a la asignación A1707, por lo que de conformidad a lo establecido en el numeral 3.1.1 de la resolución CRIE-07-2017, debieron ser tomados en cuenta para el cálculo de las COTDT.

El EOR manifestó que:



“b. Respecto a lo mencionado por la CRIE sobre que: “El EOR notificó sobre la revisión y validación de las restricciones reportadas por el CND-ETESA correspondientes a la época lluviosa del área de control de Panamá hasta el 29 de junio de 2018, de lo anterior se colige que las restricciones reportadas por el OS/OM de Panamá cobraron validez hasta el 29 de junio de 2018, en tal sentido, dichas actualizaciones no debieron ser consideradas para el cálculo de las capacidades operativas para asignación de DT A 1807 (...)” y a que CRIE menciona también que ha detectado una “(...) diferencia en la capacidad operativa entre Costa Rica y Panamá en dirección Norte - Sur igual a 140 MW, para el periodo (julio - diciembre) 2018 (...)”, el EOR aclara lo siguiente:

- i. Nuevamente es importante aclarar que el EOR con el propósito de procurar una asignación de DT con base en condiciones operativas reales durante el periodo de la subasta. aplicó lo establecido en el numeral 2.2.2.2 Libro I del RMER que establece que: “La información suministrada por la CRIE, el EOR, los OS/OM o los agentes del mercado, en cumplimiento del presente RMER, deberá ser verdadera, correcta y completa en el momento en que se suministra, en el mejor conocimiento de la persona que la suministra (...)”

Por tanto, desde el momento en que, particularmente el OS/OM de Panamá (CND-ETESA), remite al EOR la nota oficial ETE-DCND-GOP-PMP-277-2018 de fecha 3 de mayo de 2018, misma fecha de publicación de los valores de capacidad operativa de transmisión para la asignación DT A 1807, en la que remiten la base de datos actualizada del área de control de Panamá para el periodo de Julio 2018, con una importación de cero (0) MW, lo cual es referido directamente en su nota mencionando que: “Se aclara que debido a un cambio de condiciones propio de la estacionalidad y el paso de la época seca a la lluviosa del año 2018, no se entregan archivos de decrementos, pues el sistema eléctrico nacional de Panamá, mantiene restricciones de transmisión, y por ser propio de la época (alta hidrología) no es posible importar hacia Panamá desde el Sistema Eléctrico regional (SER) (...)” (el subrayado es propio), por lo que el caso revisado y cuyo resultado, validado por el EOR, consiste en el mismo caso base de la Base de Datos remitida por el CND-ETESA, donde no hay condiciones de decremento de generación para lograr casos con importación de Panamá.

- ii. Nuevamente, y tal como expresado también para el caso de la Asignación A 1707, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.1.1 Libro I del RMER y lo establecido en el Anexo A de la Resolución CRIE-7-2017, numeral 3.2.6, la información publicada por el EOR en su sitio web constituye información oficial y pública para todos los interesados en el proceso de asignación de DT que corresponda.
- iii. Por lo anterior, en Anexo DD se les remite la nota del CND-ETESA y la Base de Datos respectiva, con la cual el EOR determinó que la capacidad de importación de Panamá era de cero (0) MW en su momento, ya que el análisis de seguridad operativa realizado no requirió más que la revisión y validación que en el mismo caso base de la Base de Datos remitida por el CND-ETESA, no se presentaban condiciones de decremento de generación para lograr casos con importación de Panamá.
- iv. Con base en lo anterior, se comprueba que el EOR actuó con base en el mejor conocimiento de las condiciones técnico-operativas para el área de control de Panamá en época lluviosa (julio 2018), información que recibió oportunamente, previo a la publicación de los valores de capacidad operativa para la asignación de DT, por lo que las utilizó para la determinación del valor correspondiente al tramo CRI-PAN N-S.”

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, el numeral 1.5.3.2 inciso i) literal iii) del Libro III del RMER, claramente establece que en cumplimiento de sus objetivos y funciones el EOR es responsable de validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la capacidad operativa de transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM. De lo anterior se desprende la obligación que tenía el EOR de validar oportunamente, la solicitud presentada por le OS/OM de Panamá, más cuando dicha solicitud pretendía establecer restricciones a la capacidad operativa de transmisión de instalaciones de la RTR del área de control de Panamá y que impactarían directamente el proceso de asignación de DT.

De lo anterior resulta inadmisibles la justificación presentada por el EOR, respecto a que con el propósito que la asignación A1807 se realizara con base a condiciones operativas reales, se dio por aceptada la información remitida por el CND-ETESA, sin que el Operador Regional realizara una revisión y validación de los datos contenidos en las bases de datos enviadas por el OS/OM de Panamá aún y cuando dicha validación es requerida de conformidad a lo establecido en el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER.

El EOR manifestó que:

"d. Con respecto a lo expresado por CRIE: "En tal sentido el numeral 5.14 del Libro II del RMER, establece que para la ejecución de la validación eléctrica del predespacho se utilizan las herramientas y criterios empleados en los análisis de seguridad operativa, de lo anterior se desprende que la validación eléctrica no es otra cosa que una evaluación de seguridad operativa que se realiza para verificar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales. Siendo, dicha validación, aplicable tanto a los procesos de predespacho regional, re despacho regional y asignación de Derechos de Transmisión (...)", el EOR, para aclarar este tema, expone como ejemplo, para el caso de El Salvador en la asignación A 1807, que los valores de capacidad operativa se calcularon siguiendo el procedimiento vigente en la Regulación Regional:

- i. El valor de la capacidad operativa N-S entre Guatemala y El Salvador, fue calculada tomando el menor de los valores entre la exportación de Guatemala y la importación y porteo de El Salvador, para cada escenario de demanda, luego se seleccionó el menor valor de los 3 escenarios de demanda, resultando en **250 MW**.*
- ii. Así mismo, el valor de la capacidad operativa S-N entre El Salvador y Honduras, fue calculada tomando el menor de los valores entre la exportación y porteo de Honduras y la importación y porteo de El Salvador, para cada escenario de demanda, luego se seleccionó el menor valor de los 3 escenarios de demanda, resultando en **130 MW**.*

Siendo entonces estos valores de 250 MW y 130 MW las capacidades operativas para los tramos GUA-ELS N-S y ELS-HON S-N respectivamente, que fueron los insumos utilizados en la asignación de DT A1807.

Por lo anterior, el EOR realizó el procedimiento de validación eléctrica (verificación complementaria) conforme lo establecido en la Regulación Regional, de esta manera:

- a) La validación eléctrica de los resultados de la asignación de DT, el EOR la realiza conforme lo establecido en el numeral 3.3.1 del Anexo A de la resolución CRIE-7-2017,*



verificando que los resultados no superen las capacidades operativas de transmisión publicadas para cada tramo, que fueron los insumos para el proceso de subasta de DT. Es decir, al proceso de subasta se le introdujeron, para las asignaciones A 1707 Y A 1807, solamente las capacidades operativas de transmisión de cada tramo calculadas según lo establece el numeral 3.1.1 del Anexo A de la resolución CRIE-7-2017, por lo que la validación eléctrica se realizó verificando que no se superaran dichos insumos y no otros.

b) La validación eléctrica de los resultados del predespacho regional diario, el EOR la realiza conforme lo establecido en la Regulación Regional, verificando que los resultados no superen las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) de cada área de control, que son los insumos para dicho proceso. Es decir, al proceso del predespacho regional diario se le introducen todas las MCTP vigentes, así como los valores asignados de DT, por lo que la validación eléctrica del predespacho se realiza verificando que no se superen todos esos insumos.

Lo antes señalado, es importante explicarlo para demostrar que ambos procesos de validación eléctrica son diferentes, en tanto se validan diferentes insumos, y el EOR los ha realizado conforme lo establecido en la Regulación Regional.”

ANÁLISIS CRIE: Con relación al cálculo de la capacidad operativa de transmisión para asignación de DT A1807: Al respecto se tiene que mediante nota EOR-GPO-26-04-2018-094, de fecha 26 de abril de 2018, el Operador Regional informó a los OS/OM de la región sobre las actualizaciones a la máxima capacidad de importación del área de control de El Salvador, la cual entraría en vigencia a partir del 02 de mayo del 2018. En tal sentido, las capacidades informadas por el EOR fueron las siguientes:

Día/hora	Máxima Importación (MW)																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes a Viernes	290	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	290	290	290
Sábado	250	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	290	250	250
Domingo	250	250	250	250	250	250	235	240	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	290	250	250

Fuente: Anexo I de nota EOR-GPO-26-04-2018-094.

Es de hacer notar que como parte de la información reportada por el EOR mediante nota EOR-GPO-26-04-2018-094, éste no especificó si los valores de importación detallados en la tabla correspondían a la importación Norte – Sur o Sur – Norte del área de control de El Salvador. En tal sentido y como parte de las investigaciones preliminares, el Operador Regional fue consultado respecto a dicha ambigüedad; a lo que el EOR indicó lo siguiente:

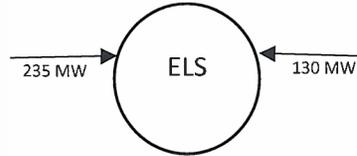
Confirmación de parte del EOR respecto al valor de importación actualizado a solicitud de la UT, si este valor correspondía a la importación Norte – Sur o bien a la importación Sur – Norte, para el proceso de la Asignación Anual de DT A1807

El EOR confirma que el valor actualizado de la máxima capacidad de importación total del área de control de El Salvador, fue aplicado en las importaciones de El Salvador en ambas direcciones Norte-Sur y Sur-Norte, sobretudo en el escenario de demanda mínima, y fue utilizado para el cálculo de las Capacidades Operativas para la Asignación anual de DT A1807, de la siguiente manera:

Fuente: Nota sin número de referencia remitida por el EOR en el marco de las investigaciones preliminares relativas al presente caso



Considerando las aclaraciones brindadas por el EOR, y de conformidad a los valores detallados en el cuadro anterior se puede constatar, que el mínimo valor de importación reportada por el EOR para el área de control de El Salvador, válido a partir del 02 de mayo de 2018, correspondía a un valor de 235 MW, contrario a los 250 MW que argumenta el Operador Regional; por lo que al aplicar la metodología vigente para el cálculo de las capacidades operativas para asignación de derechos de transmisión se tienen los siguientes resultados:



Con relación al cumplimiento de la validación eléctrica y verificaciones complementarias: El numeral D6.2 establece que “Los flujos de carga deberá verificar que, con los DT asignados: (...) b) Las potencias firmes inyectadas pueden ser retiradas en los correspondientes nodos (...)”.

Como parte de los argumentos de descargo, el EOR manifiesta que para las asignaciones A1707 y A1807, éste realizó la validación eléctrica de los resultados de la asignación de DT, conforme lo establecido en el numeral 3.3.1 del Anexo A de la resolución CRIE-7-2017, verificando que los resultados no superasen las capacidades operativas de transmisión publicadas para cada tramo. Este argumento ratifica que el EOR omitió realizar las verificaciones requeridas conforme lo establece el numeral D6.2 inciso b) del Anexo D del Libro III del RMER, toda vez que de haberse realizado, se hubiese percatado que los resultados obtenidos para la asignación anual A1807, los cuales fueron de 308.431 MW para el período de julio-diciembre 2018 y 269.5 MW para el período de enero-junio 2019, superaba la capacidad **total** de importación del área de control de El Salvador informada por el mismo EOR. A continuación, se ilustran los períodos para los cuales las asignaciones hechas por el EOR, superaron la máxima capacidad total de importación de El Salvador:

Día/Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes - Viernes	290	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	290	290
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5
Sábado	250	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5
Domingo	250	250	250	250	250	235	240	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5

Del cuadro anterior claramente se puede observar que, el total de inyecciones resultantes del proceso de asignación de DT realizado por el Operador Regional, no hubiesen podido ser retiradas en el correspondiente nodo, y hubiesen sido truncadas durante el proceso de predespacho regional, toda vez que éstas excedieron la máxima capacidad de importación total del área de control de El Salvador, alcanzando en algunos casos valores del orden de 73.4 MW en exceso. La condición anterior hubiese sido agravada de haberse asignado DT por el orden de las COTDT publicadas por el EOR, ya que se hubieran asignado un máximo de 380 MW.



El EOR manifestó que:



“e. Respecto a lo expresado por CRIE sobre que "Al verificar únicamente que, los flujos resultantes no superen el máximo valor de las capacidades operativas calculadas, se corre el riesgo que valores como la importación o exportación total de una determinada área de control pueda superar su máximo valor; poniendo en riesgo la firmeza con la que una potencia pueda ser inyectada y retirada en los nodos correspondientes; y lo que es peor, pudiendo poner en riesgo la calidad seguridad y confiabilidad de la operación del SER", es importante aclarar que, el hecho de sumar las capacidades operativas asignadas como DT para El Salvador y cualquier otra área de control, y aseverar que eso pone en riesgo la seguridad operativa del SER al darse un caso que sobrepase el valor de importación máxima de un área de control, no es correcto, porque en primer lugar los valores de importación total son límites de restricción utilizados en el predespacho regional diario, precisamente para evitar que sean sobrepasados dichos valores en los despachos resultantes; y, en segundo lugar, las asignaciones de DT se refieren a valores de capacidad de transmisión disponible en esos tramos específicos entre áreas de control. Por lo anterior, el EOR reitera que en ningún momento se ha puesto en riesgo la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación del SER.

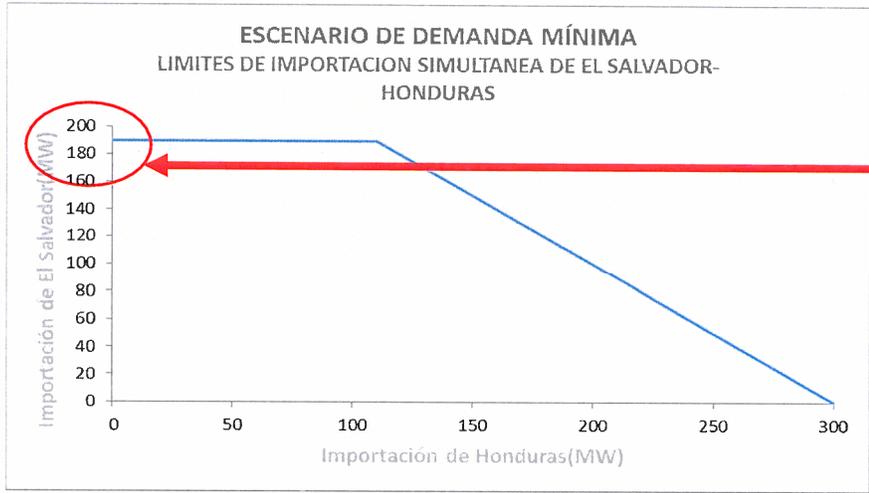
Lo anterior, ha sido demostrado a la CRIE cuando se le remitió esta información como soporte durante la Auditoría a la Asignación A 1807 por medio de nota EOR- DE-07-12-2018-379 de fecha 7 de diciembre de 2018, y se reitera en este documento, por medio de los resultados de los predespachos que se remiten nuevamente en el "Anexo EE.- Resultados Predespachos regionales diarios 2017- 2018 para CRIE por Asignación A 1807", donde se puede comprobar que en ninguno de los ejemplos de predespacho resultante en los años 2017 y 2018, se incumplió con los límites establecidos por las MCTP vigentes, independientemente del valor de los DT asignados en dicha subasta.”

ANÁLISIS CRIE: Respecto al Anexo EE al que se hace referencia en el argumento se advierten las siguientes inconsistencias:

1. No se especifica si la capacidad de importación de El Salvador que se detalla en el documento corresponde a la capacidad de importación total, a la capacidad de importación Norte – Sur o a la Capacidad de importación Sur-Norte;
2. Del total de potencia despachada no se especificó qué cantidad de dicha potencia correspondía a Potencia Firme requerida;
3. Siendo el caso que el Anexo EE fue ofrecido como medio probatorio en el marco de la asignación A1807, misma que está comprendida entre los meses de julio 2018 a junio 2019, dicha prueba resulta insuficiente para concluir que el total de la potencia firme asignada en el proceso A1807 pudo ser retirada en los nodos correspondientes;
4. En el supuesto caso que existiesen actualizaciones o modificaciones a los estudios de MCTP utilizados para el cálculo de las COTDT, el EOR omitió remitir las respectivas solicitudes de actualización formulada por parte del OS/OM, así como la correspondiente validación oficial de parte del Operador Regional.
5. No obstante, lo anterior y a fin de verificar la información remitida por el EOR, a manera de muestra, se descargó de la página web del EOR, el archivo relativo a las máximas capacidades de transferencia entre áreas de control del SER, encontrándose la siguiente inconsistencia:

Fecha	hora	b en la interconexión (Predespacho/redespa			Exportación GUA			Importación SAL		
		GUA-HON	GUA-SAL	SAL-HON	Neta	Maxima Caj	DIFERENCIA	Neta	Maxima Capacidad	DIFERENCIA
01/07/2017	0	65.57	181.58	-87.33	247.16	300	52.84	268.92	270	1.08
01/07/2017	1	64.04	179.83	-89.10	243.87	300	56.13	268.92	270	1.08
01/07/2017	2	63.60	177.98	-90.95	241.58	300	58.42	268.93	270	1.07

Fuente: Anexo EE



Fuente: Archivo denominado "Max_Transf-SER-2017-07-01"

Del cuadro anterior se puede advertir que, según información publicada por el EOR, existe una diferencia entre la capacidad de importación publicada por el EOR para el día 01 de julio de 2017 y la capacidad de importación detallada en el Anexo EE.

Sin menoscabo de las inconsistencias listadas anteriormente no cabe duda que de conformidad con los resultados del proceso de asignación A1807, el EOR aceptó DT superiores a la máxima capacidad de importación del área de control de El Salvador, lo cual claramente se puede observar en la siguiente tabla:

Día/Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes - Viernes	290	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	290	290
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5
Sábado	250	250	250	250	250	250	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5
Domingo	250	250	250	250	250	250	235	240	270	270	270	270	270	270	270	270	270	290	290	290	290	290	250	250
Asignación julio-diciembre 2018	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4	308.4
Asignación enero-junio 2019	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5	269.5

Del cuadro anterior claramente se puede observar que, el total de potencia firme que fue aceptada por el EOR para ser inyectada durante el proceso de asignación de DT realizado por el Operador Regional, no hubiese podido ser retiradas en el correspondiente nodo toda vez que éstas excedían la máxima capacidad de importación total del área de control de El Salvador, alcanzando en algunos casos valores del orden de 73.4 MW en exceso.

De lo anterior resulta inadmisibles que el EOR pretenda justificar la falta de cumplimiento de lo establecido en la regulación regional, específicamente los relacionado al numeral D6.2 inciso b) del



Anexo D del Libro III del RMER, argumentando que en ninguno de los ejemplos de predespacho resultante en los años 2017 y 2018, se incumplió con los límites establecidos por las MCTP vigentes, aun y cuando no se incluyeron en los argumentos los ejemplos a los que hace referencia. Sin menoscabo de lo indicado, la tabla anterior resulta suficientemente clara y muestra que se asignaron DT por encima de la máxima capacidad de importación total del área de control de El Salvador, comprometiendo así la firmeza de los Contratos Firmes y pudiendo tener consecuencias económicas negativas para el MER.

El EOR manifestó que:

“f. Respecto a lo mencionado por la CRIE sobre que: "Actualmente el Operador Regional no publica las actualizaciones realizadas a los estudios de máximas transferencias entre áreas de control del SER, derivado de solicitudes hechas por OS/OMS. Limitándose a notificar dichas actualizaciones, exclusivamente a los OS/OMS de la región (...)", se aclara que el EOR realiza su comunicación con los OS/OMS, los cuales a su vez comunican a sus Agentes, cumpliendo así con la jerarquización de la comunicación establecida en el Libro II del RMER, Capítulo 3, De la Operación Técnica y Comercial sección 3.2, Operación Jerárquica del MER. Cabe señalar que los estudios de MCTP, las Máximas capacidades de transferencias entre áreas de control que se están aplicando en el Predespacho Regional, así como también cualquier actualización ya sea por mantenimiento o por solicitud de un OSOM, son publicados en el sitio web del EOR, así como diariamente en el servidor del EOR, lo cual es público para todos los OS/M y Agentes. Así mismo, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.1.1 Libro I del RMER y lo establecido en el Anexo A de la Resolución CRIE-7-2017, numeral 3.2.6, la información publicada por el EOR en su sitio web constituye información oficial y pública para todos los interesados en el proceso de asignación de DT que corresponda.”

ANÁLISIS CRIE: Al respecto se debe indicar que tal y como se señala por parte del EOR, la normativa regional vigente no exige la publicación de las actualizaciones realizadas a los estudios de máximas transferencias entre áreas de control del SER; sin embargo, se considera una buena práctica para garantizar una debida operación del SER que dicha publicación se realice en su página Web, tal y como actualmente lo viene haciendo el EOR.

IX

Que en el memorial por medio del cual el EOR evacuó la audiencia de alegatos conferida mediante providencia CRIE-PS-06-2019-01, ofreció la siguiente prueba documental:

1. Correo electrónico de fecha 22 de octubre de 2018 remitido a la CRIE, conteniendo el "Procedimiento validación eléctrica mensual y anual de los resultados obtenidos de las asignaciones (subastas) de Derechos de Transmisión" y el "Soporte regulatorio para el procedimiento validación eléctrica de los resultados obtenidos de las asignaciones de Derechos de Transmisión.
2. Correo electrónico de fecha 9 de noviembre de 2018, dirigido a la CRIE, conteniendo el documento "INFORME TÉCNICO DETERMINACIÓN DE CAPACIDADES OPERATIVAS PARA ASIGNACIÓN DE DT A1707." a solicitud de la misma CRIE.

3. Casos y escenarios operativos revisados y cuyos resultados fueron validados por el EOR, para las actualizaciones de:
 - a. La máxima capacidad de importación total del área de control de El Salvador, vigentes a la fecha de publicación y, por tanto, utilizadas para la determinación de las capacidades operativas de transmisión para la asignación anual DT A 1807.
 - b. Las máximas capacidades de importación y porteo Sur-Norte del área de control de Nicaragua, vigentes a la fecha de publicación y, por tanto, utilizadas para la determinación de las capacidades operativas de transmisión para la asignación anual DT A 1707.
 - c. La máxima capacidad de importación Norte-Sur del área de control de Panamá, informada oportunamente por el CND-ETESA y utilizada para la determinación de las capacidades operativas de transmisión para la asignación anual DT A 1707.
4. Nota del CND-ETESA y la Base de Datos respectiva, con la cual el EOR determinó que la capacidad de importación de Panamá era de cero (0) MW en su momento para la asignación A 1807.
5. Resultados Predespachos regionales diarios 2017-2018 para CRIE por Asignación A1807
6. Informe de resultados del proceso de asignación anual A 1707 Y A 1807.
7. Impugnación a proceso de asignación de DT A 1707 Y Resolución No. 01-2017.

Con relación a los medios de prueba propuestos por el EOR, se tiene que estos han sido referenciados y citados en los argumentos esgrimidos en sus escritos, los cuales constan en autos, mismos que han sido valorados y analizados por la CRIE.

X

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, el **Ente Operador Regional** está obligado a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional, misma que se encuentra integrada por “*el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y resoluciones de la CRIE*”, según el artículo 21 del Segundo Protocolo. En ese sentido, establece el RMER en el numeral D6.2 del anexo D del Libro III, que: “*Los flujos de carga deberá verificar que, con los DT asignados: a. No se violan los flujos máximos en cada vínculo o restricción de la RTR. b. Las potencias firmes inyectadas pueden ser retiradas en los correspondientes nodos (...)*”.

Adicionalmente, se tiene que mediante la resolución CRIE-07-2017 del 5 de abril de 2017, y ratificada mediante la resolución CRIE-22-2017 del 29 de mayo de 2017, se estableció en el numeral 3.1.1 que: “*La Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control para la asignación de los DT, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR, para la asignación de los DT será el menor valor de capacidad operativa de los escenarios de demanda máxima, media y mínima. El valor de la capacidad operativa se calculará considerando los valores de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del SER, la capacidad de importación, exportación y porteo, resultantes del respectivo estudio de seguridad operativa y vigente a la fecha de la publicación de las capacidades operativas para DT. Inicialmente se calculará con base al menor valor de la capacidad de importación, exportación y porteo de los escenarios de demanda máxima, media y mínima, entre áreas de control del SER, hasta que el EOR determine el procedimiento para usar los tres valores simultáneamente en el proceso de asignación de los DT.*”; en el numeral 3.1.2 que: “*Las capacidades operativas de transmisión para la asignación*



de los DT, será el 100% de la Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR. Si la capacidad operativa de transmisión entre áreas de control, es mayor que la capacidad de importación de una de ellas, entonces se utilizará el 100% de esta última capacidad.”; y el numeral 3.3.1 que: “El total de los DT previamente asignados más los DT que se asignen, independientemente de la combinación de los nodos de inyección y retiro, no deberán superar la Capacidad Operativa de Transmisión establecida en el numeral 3.1.2.”; en el numeral 3.2.6 que: “En los primeros tres días hábiles del mes previo al mes en que se realiza la asignación, publicará en sus sitio web: (...) e) La capacidad operativa de transmisión para la asignación de DT (...)” .

El 12 de marzo de 2019, mediante el informe SV-25-2019/GJ-34-2019/GT-17-2019/GM-36-02-2019, la CRIE, en el marco de la función de supervisión y vigilancia del cumplimiento de la Regulación Regional, determinó mediante investigación preliminar que existían indicios de que el **Ente Operador Regional** podría haber incumplido con la Regulación Regional. Con base en el referido informe la Secretaría Ejecutiva de la CRIE inició procedimiento sancionador en contra de dicho Ente en virtud de haberse considerado que existían indicios de posibles incumplimientos a la Regulación Regional que consistían en:

1. Supuestas infracciones tipificadas en el inciso “a” del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, ya que el EOR dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, no realizó la verificación complementaria de forma íntegra toda vez que omitió verificar la no superación de las máximas transferencias entre áreas de control incumpliendo lo establecido en el numeral D6.2 en sus incisos “a” y “b” del Anexo D del Libro III del RMER; lo que podría significar un incumplimiento de las condiciones técnicas y económicas fijadas en el reglamento aprobado mediante resolución de la CRIE para la prestación del servicio y operación del sistema de transmisión.
2. Supuestas infracciones tipificadas en el inciso “k” del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, ya que el EOR dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, no calculó la máxima capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión, observando la mínima capacidad de importación asociada al área de control de El Salvador y calculó la máxima capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión considerando para el efecto modificaciones a las capacidades de importación, exportación o porteo, solicitados por los OS/OMS de Nicaragua y Panamá, sin que los mismos fueran debidamente validados previo a la publicación de las COTDT para los correspondientes períodos de asignación, incumpliendo lo establecido en los numerales 3.1.1 y 3.1.2 del procedimiento establecido en la resolución CRIE-07-2017, lo que pudo haber puesto en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la Red de Transmisión Regional y del Mercado Eléctrico Regional.

Finalizada la instrucción del presente procedimiento sancionatorio, habiéndose analizado y valorado los argumentos vertidos, así como las pruebas documentales aportadas por el EOR y las que obran en el expediente de mérito, se ha acreditado en autos que:

- a) El **EOR** dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, no realizó la verificación complementaria de forma íntegra toda vez que omitió verificar la no superación de las máximas transferencias entre áreas de control, así como que las potencias firmes inyectadas pudiesen ser retiradas en los correspondientes nodos, incumpliendo lo establecido en el numeral D6.2 en sus incisos “a” y “b” del Anexo D del



Libro III del RMER, lo cual constituye un incumplimiento a la *Regulación Regional* por incumplimiento de las condiciones técnicas y económicas fijadas en el reglamento aprobado mediante resolución de la CRIE para la prestación del servicio y operación del sistema de transmisión, habiéndose puesto en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la Red de Transmisión Regional y del Mercado Eléctrico Regional. En virtud de lo anterior, la conducta del **EOR** se tipifica como incumplimiento “*Muy Grave*” a la *Regulación Regional* de conformidad con lo establecido en el artículo 30 inciso “a” del Segundo Protocolo.

- b) El **EOR** dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, no calculó la capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión, observando la mínima capacidad de importación asociada al área de control de El Salvador y calculó la capacidad operativa de transmisión, para la asignación de Derechos de Transmisión considerando para el efecto, modificaciones a las capacidades de importación, exportación o porteo, solicitados por los OS/OMS de Nicaragua y Panamá, sin que los mismos fueran debidamente validados previo a la publicación de las COTDT para los correspondientes periodos de asignación, incumpliendo lo establecido en los numerales 3.1.1 y 3.1.2 del procedimiento establecido en la resolución CRIE-07-2017, lo cual se constituye como incumplimiento a la *Regulación Regional*, habiéndose puesto en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la Red de Transmisión Regional y del Mercado Eléctrico Regional. En virtud de lo anterior, la conducta del **EOR** se tipifica como incumplimiento “*Muy Grave*” a la *Regulación Regional* de conformidad con lo establecido en el artículo 30 inciso “k” del Segundo Protocolo.

Es así que en el presente caso se ha determinado que el EOR es responsable, por culpa grave, de incumplir con la *Regulación*, en virtud de que a pesar de que se encuentra obligado a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la *Regulación Regional*, no actuó con la diligencia debida, ni observó el cuidado objetivo necesario respecto a su deber de cumplir con lo que establece la regulación, en este caso, no haber realizado dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, la verificación complementaria de forma íntegra al omitir verificar la no superación de las máximas transferencias entre áreas de control, así como que las potencias firmes inyectadas pudiesen ser retiradas en los correspondientes nodos, de conformidad con lo establecido en el numeral D6.2 en sus incisos “a” y “b” del Anexo D del Libro III del RMER.

XI

Que habiéndose acreditado en autos, infracciones a la *Regulación Regional* por parte del **EOR**, se tiene que el artículo 38 del Segundo Protocolo establece que: “*Los incumplimientos muy graves serán sancionados por la CRIE con multa de hasta un millón de dólares de los Estados Unidos de América, los graves de hasta doscientos mil dólares de los Estados Unidos de América (...) Para el caso de incumplimientos reiterados el monto de las multas se incrementará en un diez por ciento para el segundo incumplimiento y en un veinticinco por ciento para el tercero, en estos casos no serán aplicables los límites máximos establecidos en el presente artículo*”. Así mismo, establece el artículo 36 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, que la imposición de la sanción deberá guardar debida proporción entre la infracción y la sanción aplicada, considerándose para su ponderación los siguientes criterios: a) la existencia de intencionalidad o reiteración; b) los perjuicios causados; c) la reincidencia en el término de un año. Finalmente, establecen los artículos 36 y 37 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE que para efectos de determinar la sanción a imponer, especialmente el monto de las multas a imponer, deberá tenerse en consideración que éstas deben ser graduadas dentro de los límites del Segundo Protocolo, guardando la debida adecuación entre la gravedad del hecho constitutivo del incumplimiento y la sanción a aplicar y siempre y cuando

las cantidades especificadas sean proporcionadas y no excedan el nivel estrictamente necesario para que tenga carácter disuasorio. Finalmente, de conformidad con lo establecido en el artículo 35 del Segundo Protocolo al Tratado Marco y 44 del citado reglamento, al momento de imponerse una multa, se deberá tomar en cuenta que su monto no resulte más beneficioso para el infractor que el incumplimiento de la norma infringida.

Para efectos de establecer el monto de las multas a imponer, por los incumplimientos a la Regulación Regional cometidos por el **EOR**, debe tenerse en consideración que dichos incumplimientos han sido calificados como “*muy grave*”, por lo cual corresponde de conformidad al artículo 38 del Segundo Protocolo imponer sanciones, las cuales deberán ser graduadas considerando los criterios establecidos en la Regulación Regional y dentro de los límites establecidos en el referido Segundo Protocolo.

XII

Que tomando como base los criterios que se establecen en la *Regulación Regional*, referentes a la imposición de sanciones y las valoraciones contenidas en el informe complementario número SV-122-2019 / GM-104-12-2019 / GJ-181-2019 / GT-113-2019, del 06 de diciembre de 2019, mismo que obra en autos, debe imponerse al **EOR**, multas de conformidad con el siguiente detalle:

- a. Por no haber realizado dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, la verificación complementaria de forma íntegra toda vez que omitió verificar la no superación de las máximas transferencias entre áreas de control de conformidad con lo establecido en el numeral D6.2 en sus incisos “a” y “b” del Anexo D del Libro III del RMER; multa por un total de US\$ 241,000.00.
- b. Por no haber calculado dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807 la capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión, observando la mínima capacidad de importación asociada al área de control de El Salvador y al haber calculado la capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión considerando modificaciones a las capacidades de importación, exportación o porteo, solicitados por los OS/OMS de Nicaragua y Panamá, sin que los mismos fueran debidamente validados previo a la publicación de la Capacidad Operativa de Transmisión para asignación de Derechos de Transmisión (COTDT) para los correspondientes períodos de asignación de conformidad con lo establecido en los numerales 3.1.1 y 3.1.2 del procedimiento establecido en la resolución CRIE-07-2017; multa por un total de US\$ 241,000.00.

XIII

Que en sesión presencial de Junta de Comisionados número 147-019 llevada a cabo el día 12 de diciembre de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE, una vez instruido el presente procedimiento sancionador resolvió declarar al **EOR**, responsable de incumplir con la *Regulación Regional* e imponerle multas según lo indicado en la parte resolutive de la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

De conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y con fundamento en lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.



RESUELVE

PRIMERO. DECLARAR al ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR), responsable de no haber realizado dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807, la verificación complementaria de forma íntegra toda vez que omitió verificar la no superación de las máximas transferencias entre áreas de control de conformidad con lo establecido en el numeral D6.2 en sus incisos “a” y “b” del Anexo D del Libro III del RMER; conducta que se tipifica como incumplimiento “*Muy Grave*” a la Regulación Regional de conformidad con lo establecido en el artículo 30 inciso “a” del Segundo Protocolo, e imponerle una multa de US\$ 241,000.00.

SEGUNDO. DECLARAR al ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR), responsable de no haber calculado dentro de los procesos de asignación de derechos de transmisión anuales A1707 y A1807 la capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión, observando la mínima capacidad de importación asociada al área de control de El Salvador y de haber calculado la capacidad operativa para la asignación de Derechos de Transmisión considerando modificaciones a las capacidades de importación, exportación o porteo, solicitados por los OS/OMS de Nicaragua y Panamá, sin que los mismos fueran debidamente validados previo a la publicación de la Capacidad Operativa de Transmisión para asignación de Derechos de Transmisión (COTDT) para los correspondientes períodos de asignación, de conformidad con lo establecido en los numerales 3.1.1 y 3.1.2 del procedimiento establecido en la resolución CRIE-07-2017; conducta que se tipifica como incumplimientos “*Muy Grave*” a la Regulación Regional de conformidad con lo establecido en el artículo 30 inciso “k” del Segundo Protocolo, e imponerle una multa de una multa de US\$ 241,000.00.

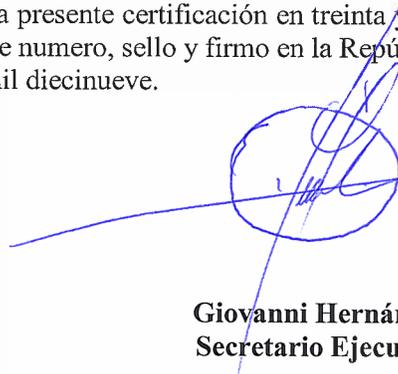
TERCERO. INSTRUIR al ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR), al pago de las multas impuestas, de conformidad con la Regulación Regional, en el plazo de 30 días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la firmeza de la respectiva resolución. Adicionalmente establecer que el cumplimiento de la presente instrucción no exime al **ENTE OPERADOR REGIONAL** de cumplir con sus objetivos, funciones, finalidad y responsabilidades que le asigna la Regulación Regional y por ningún motivo podrá afectar los recursos de inversión aprobados en el presupuesto de dicho ente.

CUARTO. INSTRUIR al ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR), para que actúe de manera diligente en el cumplimiento de la Regulación Regional.

QUINTO. VIGENCIA. La presente resolución cobrará firmeza de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.2 del Libro IV del RMER.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en treinta y dos (32) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo en la República de Guatemala, el día lunes treinta (30) de diciembre de dos mil diecinueve.



SECRETARIO EJECUTIVO

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo