

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

**CERTIFICA:**

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-22-2021, emitida el veintiocho de octubre de dos mil veintiuno, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-22-2021  
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 14 de abril de 2021, mediante el oficio CRIE-SE-SV-116-14-04-2021, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), solicitó al Ente Operador Regional (EOR), la remisión de información relativa a los procesos de asignación de Derechos de Transmisión (DT) A2001, A2101, M2001, M2101, M2102, M2103 y M2104; la cual fue remitida por el EOR el 20 de abril de 2021.

**II**

Que el 20 de agosto de 2021, mediante el oficio CRIE-SE-SV-GT-337-20-08-2021, la CRIE remitió al EOR, el informe preliminar de auditoría denominado: *“INFORME PRELIMINAR DE VERIFICACIONES ASIGNACIÓN DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) A2001, M2001, A2101, M2101, M2102, M2103, M2104”*, para que en un plazo de diez (10) días remitieran observaciones a dicho informe.

**III**

Que el 30 de agosto de 2021, se llevó a cabo reunión entre el personal técnico de la CRIE y del EOR, a fin de discutir el informe preliminar de auditoría No. SV-32-2021/GT-35-2021. Posteriormente, el 03 de septiembre de 2021, mediante el oficio EOR-GPO-03-09-2021-149, se recibieron las observaciones del EOR solicitadas a través del oficio CRIE-SE-SV-GT-337-20-08-2021.

**IV**

Que el 05 de octubre de 2021, la Unidad de Supervisión y Vigilancia y la Gerencia Técnica de la CRIE emitieron el informe SV-40-2021/GT-48-2021, denominado: *“ASIGNACIÓN DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) A2001, M2001, A2101, M2101, M2102, M2103, M2104”*, el cual se anexa a la presente resolución.

**CONSIDERANDO**

**I**

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del

Mercado Eléctrico Regional (MER), la cual cuenta con independencia funcional y especialidad técnica y realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia. Asimismo, de conformidad con el artículo 20 del Tratado Marco, la CRIE cuenta con la capacidad jurídica suficiente para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos aquellos actos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad.

## II

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco, los objetivos de la CRIE son: “*a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)*”.

## III

Que de conformidad con el artículo 21 del Segundo Protocolo al Tratado Marco (Segundo Protocolo) “*La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) vigilará el cumplimiento de la Regulación Regional, integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE (...)*”.

## IV

Que el numeral 3.5.1 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece que: “*Cada dos (2) años, el EOR deberá someterse a una (1) auditoría técnica, o a cualquier otra solicitada por la CRIE, con el fin de revisar el cumplimiento de los procedimientos establecidos en el RMER y la efectividad de los sistemas utilizados en la operación y administración del MER (...)*”.

## V

Que de conformidad con el numeral 2.2.10 del Libro IV del RMER: “*Cuando las evaluaciones y análisis de la CRIE revelen que podría haber necesidad de tomar medidas correctivas o de mitigación para evitar conductas de mercado inapropiadas, ésta preparará un informe con sus conclusiones y emprenderá las acciones correctivas necesarias, incluyendo pero sin limitarse a: a) Instruir u ordenar a los Agentes del Mercado, a los OS/OMS y el EOR para que corrijan sus actos o sus decisiones derivadas de la aplicación de la Regulación Regional (...)*”.

## VI

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE, resolución CRIE-31-2014, “*La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional (...)*”.

## VII

Que producto de la Auditoría Técnica realizada al proceso de asignación de derechos de transmisión, se elaboró por parte del equipo técnico de la CRIE, el informe SV-40-2021/GT-48-2021, denominado: “*ASIGNACIÓN DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) A2001, M2001, A2101, M2101, M2102, M2103, M2104*”. En el referido informe, se plasmaron los procedimientos seguidos para realizar dicha auditoría, así como los hallazgos identificados por el equipo técnico. Al respecto, se logra extraer del referido informe lo siguiente:

### 1) Asignación Anual A2001:

- a) Mediante oficio con referencia número 1647/19, de fecha 21 de octubre de 2019, la UT solicitó utilizar ciertos valores para determinar la capacidad operativa de transmisión en el área de control de El Salvador, para el período comprendido entre julio y diciembre de 2020. Al respecto, es importante mencionar que, como parte de la documentación soporte, remitida por el EOR, para la verificación realizada a la solicitud presentada por la UT, únicamente se incluyó la validación hecha por el operador regional a la solicitud presentada por el referido OS/OM mediante nota con referencia 609/19 de fecha 10 de abril de 2019. Sin embargo, para que las actualizaciones solicitadas por cualquier OS/OM adquieran vigencia, se requiere que sean validadas por el EOR, lo anterior con el propósito que se verifique el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales (CCSD), conforme lo establece el numeral 1.5.3.2 inciso i) romano iii) del Libro I del RMER; en razón de lo anterior y en ausencia de la respectiva validación de parte del EOR a la solicitud de actualización presentada por la UT mediante nota 1647/19, los valores correspondientes a los meses de julio a diciembre de 2020, no debieron ser considerados a efecto de calcular la COTDT para la asignación A2001, al desconocerse si dichos valores cumplen con los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

En el mismo orden de ideas, tal como se indicó, el EOR es responsable de validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación y la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM, según lo establecido en el numeral 1.5.3.2 inciso i) romano iii) del Libro I del RMER. Como complemento a lo anterior, se tiene que el numeral 5.2.7.1 del Libro III del RMER, detalla claramente lo siguiente: “*5.2.7.1 Para cada estudio de seguridad operativa que se realice, el EOR deberá producir un informe técnico en donde se documenten los resultados obtenidos, y donde se muestre el comportamiento esperado. Los resultados de los estudios serán enviados por el EOR a los OS/OM.*”

En razón de lo anterior, el análisis realizado a efectos de validar la solicitud hecha por la UT para la actualización de los valores relativos a la importación de El Salvador, corresponde a un estudio de seguridad operativa y en ese sentido, el EOR debió generar un informe técnico con las conclusiones y resultados obtenidos derivados de los análisis hechos por el EOR, debiéndose comunicar dicho informe al OS/OM respectivo, conforme lo establecido en los numerales antes mencionados.

Por otra parte, mediante nota 609/19, de fecha 10 de abril de 2019, la UT solicitó al EOR actualizar los valores de importación total máxima del área de control de El Salvador (para el proceso de asignación anual A2001), sin que en la nota se detallara qué valor de importación (norte-sur o sur-norte) debía modificarse para actualizar la importación total, toda vez que la máxima capacidad de importación de un área de control corresponde al mayor valor entre la importación norte -sur y sur-norte de la respectiva área de control y es calculada para cada escenario de demanda (máxima, media y mínima).

- b) Mediante oficio con referencia número ETE-DCND-GOP-PMP-589-2019 del 6 de noviembre de 2019, CND-ETESA solicitó al EOR, la actualización a la capacidad de importación de Panamá. No obstante, el EOR no incluyó los informes técnicos de validación con las conclusiones y análisis realizados por éste a la solicitud presentada; razón por la cual, no debieron ser consideradas a efecto de calcular la COTDT, siendo que el EOR debe observar lo establecido en los numerales 1.5.3.2 inciso i, romano iii del Libro I del RMER y el numeral 5.2.7.1 del Libro III del RMER. A continuación, se muestra un cuadro resumen con las discrepancias advertidas entre los cálculos hechos por la CRIE y el EOR:

	GUA-SAL (NS)		GUA-SAL (SN)		SAL-HON (NS)		CRI-PAN (NS)	
	CRIE	EOR	CRIE	EOR	CRIE	EOR	CRIE	EOR
ENE	-	-	220	300	40	170	0	200
FEB	-	-	220	300	40	170	0	200
MAR	-	-	220	300	40	170	0	200
ABR	-	-	220	300	40	170	0	200
MAY	-	-	220	300	40	170	0	200
JUN	-	-	220	300	40	170	0	200
JUL	140	200	220	300	40	170	-	-
AGO	140	200	220	300	40	170	-	-
SEP	140	200	220	300	40	170	-	-
OCT	140	220	220	300	40	170	-	-
NOV	140	115	220	300	40	170	-	-
DIC	140	115	220	300	40	170	-	-

## 2) Asignación mensual M2001:

Tomando en consideración que para el proceso de asignación mensual M2001, se utiliza la misma información y le son aplicables los mismos plazos y procedimientos correspondientes a la asignación anual A2001, se pueden advertir las siguientes discrepancias en las COTDT calculadas por el EOR:

	GUA-HON		GUA-SAL		SAL-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN	
	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN
CRIE	40	80	88	220	40	80	80	40	110	220	0	50
EOR	40	80	88	300	170	80	80	40	110	220	200	50

Al respecto, el EOR no siguió el procedimiento detallado en la resolución CRIE-07-2017, a efectos de calcular las COTDT entre Guatemala y El Salvador en dirección Sur-Norte y entre El Salvador y Honduras en dirección Norte-Sur, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Valores incorrectos COTDT		Valores correctos COTDT	
SENTIDO DEL FLUJO	N-S	SENTIDO DEL FLUJO	N-S
SAL-HON	170 MW	SAL-HON	40 MW
GUA-SAL	300 MW	GUA-SAL	220 MW

*Fuente: Informe Técnico cálculo de capacidades operativas de transmisión para asignación de DT A2001 y M2001*

De igual forma, el EOR no incluyó los informes técnicos de validación con las conclusiones y análisis realizados por éste a la solicitud presentada por el CND-ETESA; razón por la cual, dichos valores no debieron ser considerados a efecto de calcular la COTDT. De lo anterior, se identificó que el EOR no observó lo establecido en los numerales 1.5.3.2 inciso i, romano iii del Libro I del RMER y numeral 5.2.7.1 del Libro III del RMER; así como el procedimiento de cálculo de las COTDT establecido en la resolución CRIE-07-2017.

### 3) Asignación anual A2101:

Para la asignación anual A2101, se debieron considerar las mejoras incorporadas a la Regulación Regional derivadas de la resolución CRIE-50-2020. En ese sentido, la normativa establece que, para realizar el cálculo de las COTDT, para las asignaciones anuales, se deben utilizar los últimos doce estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR en coordinación con los OS/OM. Sin embargo, en la validación realizada por el EOR, derivada de la solicitud presentada por el OS/OM de Nicaragua, el EOR utilizó, para la Importación Total Máxima, el menor valor de la importación total de los 3 escenarios de demanda, considerando que la importación total para cada escenario de demanda, corresponde al mayor valor entre la importación Norte – Sur y Sur – Norte de dicha área de control. Ahora bien, resulta importante acotar que el Anexo R del Libro III del RMER, incorporado a dicho reglamento mediante la resolución CRIE-50-2020, no define la variable “*Importación Total Máxima*” ni mucho menos una metodología para su cálculo; siendo que la formulación a la que se refiere el operador regional, corresponde a la metodología para definir la COTDT máxima. Al respecto, mediante nota EOR-GPO-03-09-2021-149, el EOR comentó que “(...) *en la resolución CRIE-50-2020 se define claramente el concepto de la Importación Total o Exportación Total (...); es decir, cuando un OS/OM no solicita alguno o ambos de estos valores, el EOR los calcula tomando el criterio de considerar el menor valor de las tres*”



demandas, para disminuir el riesgo de infactibilidad del DT en cualquiera de los 3 escenarios (...)” (lo resaltado es propio).

De lo anterior, se puede concluir que el procedimiento aplicado por el operador regional de seleccionar el menor valor de importación total de los tres escenarios de demanda, corresponde a un criterio propio del EOR y no a uno establecido en la Regulación Regional. En ese sentido, resulta importante recordar que si derivado de la operación y administración del MER, el EOR identificare problemas con la aplicación de la normativa, éste puede someter a consideración de la CRIE, los ajustes o modificaciones que den solución a los inconvenientes detectados, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.1 del Libro I del RMER.

Por otra parte, mediante la nota EOR-GPO-30-10-2020-233, el EOR manifestó haber validado las capacidades de importación Norte – Sur y Sur – Norte, informadas por el OS/OM de Nicaragua, tomando en cuenta las condiciones operativas esperadas al año 2021, mismas que debieron ser utilizadas para la definición de las COTDT de la asignación A2101; lo anterior, conforme a lo establecido en el criterio 1 del apartado “*Criterios para la determinación de las Capacidades Operativas de Transmisión entre dos áreas de control adyacentes del Sistema Eléctrico Regional (SER)*” del Anexo R del Libro III del RMER. No obstante, el EOR utilizó los valores contenidos en los estudios de seguridad operativa históricos correspondientes al año 2020 para la definición de las COTDT, contrario a lo establecido en el anexo antes referido, respecto a utilizar, para el cálculo de las COTDT anuales, los estudios de seguridad operativa históricos y sus respectivas actualizaciones.

#### 4) Asignación mensual M2101:

Tomando en consideración que para el proceso de asignación mensual M2101, se utiliza la misma información y le son aplicables los mismos plazos y procedimientos correspondientes a la asignación anual A2101, se pueden advertir las siguientes discrepancias en las COTDT calculadas por el EOR:

	GUA-HON		GUA-SAL		SAL-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN	
	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN
CRIE	220	300	300	300	220	300	170	210	170	220	0	50
EOR	220	300	300	300	220	300	130	210	170	220	0	50

Al respecto, el EOR no utilizó para efectos del cálculo de las COTDT mensuales, el estudio de actualización a los valores de importación Norte-Sur y Sur-Norte solicitados por el OS/OM de Nicaragua, por lo que se identificó que no observó lo establecido en el Anexo R del Libro III del RMER.

### **5) Asignación mensual M2102:**

Respecto a dicha asignación, no se advirtieron discrepancias entre las COTDT calculadas entre la CRIE y el EOR. Los cálculos realizados por la CRIE fueron obtenidos en aplicación de la normativa regional vigente y condiciones operativas mencionadas anteriormente.

### **6) Asignaciones mensuales M2103 y M2104:**

Para los procesos de asignación mensual M2103 y M2104, mediante el oficio EOR-GPO-03-09-2021-149, el operador regional, manifestó que utilizó el estudio MCTP de enero y febrero 2021 respectivamente. De igual forma, para el caso particular del área de control de Panamá, el EOR tomó en cuenta la solicitud de actualización de valores de MCTP hecha por el respectivo OS/OM para la asignación A2101, para los meses de marzo y abril 2021; considerando para el caso de Panamá, un valor de importación de 300 MW. No obstante, el EOR no adjuntó evidencia en la que conste la solicitud hecha por el OS/OM de Panamá para utilizar para el proceso de asignación mensual M2103 y M2104 valores usados para la asignación anual A2101. De lo anterior, se logra identificar que el EOR, realizó una actualización sin que medie una solicitud por parte del OS/OM de Panamá y sin contar con la base de datos esperada a los meses asociados, según lo establecido en el numeral 1.5.3.2 inciso i) romano iii) del Libro I del RMER.

## **VIII**

Que de conformidad con los artículos 21 y 23 del Segundo Protocolo, el EOR está obligado a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional, siendo parte de esta las resoluciones que emite la CRIE; que incluso su no cumplimiento puede ser considerado como un incumplimiento a la Regulación Regional, sancionable según lo establecido en ésta.

## **IX**

Que en reunión presencial número 155, llevada a cabo los días jueves 28 y viernes 29 de octubre de 2021, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el contenido y recomendaciones del informe SV-40-2021/GT-48-2021, denominado: “ASIGNACIÓN DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) A2001, M2001, A2101, M2101, M2102, M2103, M2104”, acordó: 1) comunicar al Ente Operador Regional el informe SV-40-2021/GT-48-2021 “ASIGNACIÓN DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) A2001, M2001, A2101, M2101, M2102, M2103, M2104” ; y 2) girar las instrucciones pertinentes al EOR, al efecto de atender los hallazgos que se extraen del referido informe; tal y como se dispone.

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

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

**RESUELVE**

**PRIMERO. COMUNICAR** al Ente Operador Regional el informe SV-40-2021/GT-48-2021, denominado: “*ASIGNACIÓN DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) A2001, M2001, A2101, M2101, M2102, M2103, M2104*”.

**SEGUNDO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional, para que con base en los hallazgos identificados en el informe SV-40-2021/GT-48-2021, denominado: “*ASIGNACIÓN DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) A2001, M2001, A2101, M2101, M2102, M2103, M2104*”, ajuste sus actuaciones a lo establecido en la Regulación Regional vigente, en particular, en lo relacionado a:

- 1) Aplicar en las próximas asignaciones de derechos de transmisión, mientras estas se mantengan vigentes, lo establecido en los numerales 1.5.3.2 inciso i, romano iii del Libro I del RMER y 5.2.7.1 del Libro III del RMER, cumpliendo con lo siguiente: a) validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente transmisor; y b) generar un informe técnico en donde se documenten los resultados obtenidos y donde se muestre el comportamiento esperado, enviando los resultados de los estudios a los OS/OM, respectivamente.
- 2) Aplicar en las próximas asignaciones de derechos de transmisión, mientras estas se mantengan vigentes, lo establecido en el Anexo R del Libro III del RMER, en cuanto al procedimiento de cálculo de las capacidades operativas de transmisión para la asignación de derechos de transmisión anuales y mensuales, debiendo utilizar los valores vigentes de las máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control establecidos en los estudios de seguridad operativa respectivos.



**TERCERO. VIGENCIA.** La presente resolución cobrará firmeza de conformidad con lo establecido en el apartado 1.11.2 del Libro IV del RMER.

**PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en nueve (09) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día jueves cuatro (04) de noviembre de dos mil veintiuno.

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