

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-56-2020, emitida el veintiuno de septiembre de dos mil veinte, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-56-2020
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que el 11 de marzo de 2020, la Empresa Propietaria de la Red (EPR), presentó ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) el oficio con referencia No. GGC-GG-2020-03-0177, mediante el cual solicita “... autorización de la CRIE para permitir que EPR realice los Proyectos de emergencia de corto plazo indicados por el ODS en Honduras...” resultado del Plan de Expansión de la Transmisión de Honduras.

II

Que el 19 de marzo de 2020, mediante auto con referencia CRIE-SG-08-19-03-2020, la CRIE acusó de recibo la solicitud presentada por EPR.

III

Que el 06 de mayo de 2020, mediante providencia con referencia CRIE-SG-08-06-05-2020-2, se confirió audiencia a la EPR por el plazo de cinco (5) días hábiles para que cumpliera con lo siguiente: “1. Indique con detalle, cuál o cuáles son los mecanismos de financiamiento previstos para llevar a cabo las obras que se sugiere la EPR pueda desarrollar; así como los mecanismos de garantía que se prevé; que en el caso deba ofrecerlos la EPR, indicar que mecanismos identifica tomará para que éstos que no impliquen (sic) riesgos operativos o financieros en relación con el servicio de transmisión regional en el MER o su infraestructura; 2. Indique con detalle, cuáles serían los mecanismos de remuneración por el desarrollo de dichos proyectos, que en principio permitirían el eventual financiamiento para la construcción de las obras; 3. Indique con detalle las medidas que tomará la EPR, para garantizar que en caso llegue a desarrollar las referidas obras, no habrá subsidios cruzados entre la remuneración regional y nacional y los mecanismos para garantizar que el desarrollo de dichas obras no afecte directa o indirectamente las actividades reguladas regionales; 4. Indique con detalle, cuál es la propuesta de desarrollo e implementación de ajustes en su contabilidad, que permita identificar y separar con claridad, los ingresos y gastos asociados al esquema de remuneración regional, de los ingresos y gastos asociados a cualquier otra actividad no regulada que realice la EPR y que permita la presentación de información a la CRIE de forma detallada, estructurada y periódica; 5. Remita análisis jurídico y regulatorio detallado, de los riesgos que se identifican para poder materializar la

cesión de propiedad de las obras que llegare a desarrollar, a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a la luz de la normativa vigente en dicho país; 6. Informe el estado de la gestión realizada ante el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (CDMER), relacionada a la solicitud de autorización de tal entidad; así como copia de dicha gestión.”

IV

Que el 08 de mayo de 2020, la EPR remitió a la CRIE la nota con referencia GGC-GG-2020-05-0325 mediante la cual manifestó lo siguiente:

“1) De conformidad con el numeral II de la notificación CRIE-SG-08-06-05-2020-2 y en atención a lo dispuesto en la resolución CRIE 37-2020, el plazo conferido para evacuar la audiencia indicada en la notificación de referencia comenzará a correr una vez que sea levantada la suspensión de plazos que hay en estos momentos derivada de la crisis sanitaria mundial. // 2) Que la EPR se encuentra en proceso de evaluación de las obras de transmisión aprobadas en el Plan de Expansión de Honduras, a efecto de determinar su participación y las condiciones, por lo cual, la documentación requerida aún está en proceso. //3) No obstante a la suspensión de plazos, la EPR está trabajando en la información requerida a efecto de adelantar el proceso y entregarla a la Comisión tan pronto como esté disponible.”

V

Que el 19 de junio de 2020, en atención a lo solicitado en el oficio CRIE-SG-08-06-05-2020-2, la EPR remitió a la CRIE la nota con referencia GGC-GG-2020-06-0398, acompañando tres anexos.

VI

Que el 24 de junio de 2020, la EPR, remitió a la CRIE la nota con referencia GGC-GG-2020-06-0406, mediante la cual amplió respuesta a la audiencia conferida por la CRIE mediante providencia con referencia CRIE-SG-08-06-05-2020-2, adjuntando el oficio CDMER-2020-0622.

CONSIDERANDO

I

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), ha sido concebida por el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), como el ente regulador y normativo del MER y que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 22 del Tratado Marco, ésta tiene entre sus objetivos generales los de “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”. Asimismo, el artículo 23 del referido Tratado Marco, establece que esta Comisión tiene entre sus facultades las de: “a. Regular el funcionamiento del Mercado (...) c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del



Mercado (...) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. f) Resolver sobre las autorizaciones que establezca el tratado, de conformidad con sus reglamentos.” (...).

II

Que de conformidad con el numeral 1.5.2.1 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), *“La CRIE regula el funcionamiento del MER y las relaciones entre agentes de conformidad con las disposiciones del Tratado Marco, sus Protocolos y sus reglamentos. Son objetivos de la CRIE los siguientes: a) Hacer cumplir la normativa del MER establecida en la Regulación Regional (...) c) Velar por la transparencia y buen funcionamiento del MER (...);* asimismo de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.2.2 del referido Libro del RMER, *“En cumplimiento de la Regulación Regional, la CRIE está facultada para: // b) Resolver sobre las autorizaciones establecidas en la Regulación Regional; c) Regular la generación y transmisión regionales; (...).*

III

Que de conformidad con el artículo 15 del Tratado Marco, *“Cada Gobierno designará a un ente público de su país para participar en una empresa de capital público o con participación privada con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países. Su pacto social de constitución asegurará que ningún socio pueda poseer un porcentaje de acciones que le den control mayoritario de la sociedad. Esta empresa denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), estará regida por el derecho privado y domiciliada legalmente en un país de América Central.”*

IV

Que de conformidad con el numeral 3.2.1 del Libro III del RMER, *“Cada Agente Transmisor tiene los siguientes derechos: a) Percibir el Ingreso Autorizado Regional de sus instalaciones, establecido de acuerdo a este Reglamento, y cuando corresponda, el ingreso autorizado nacional establecido por las regulaciones nacionales (...).”*

V

Que según se desprende del oficio No. GGC-GG-2020-03-0177, de fecha 11 de marzo de 2020, la EPR solicitó al CDMER autorización para realizar proyectos de emergencia de corto plazo indicados por el ODS de Honduras, habiendo resuelto dicho Consejo lo siguiente: *“(...) el CDMER no tiene facultades expresas para autorizar el desarrollo de actividades de transmisión nacional en los países miembros del MER, en el tanto que la EPR es una empresa de naturaleza privada con participación de las empresas eléctricas estatales en su capital social. No obstante, el CDMER, conformado por los Representantes de los Gobiernos con relación al Mercado Eléctrico Regional, recomienda que en el desarrollo de estas actividades la EPR debe realizar una separación contable formal de las mismas, demostrar la cobertura completa de los riesgos asociados para no afectar la operación del Proyecto SIEPAC (...).”*



VI

Que respecto a la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red (EPR), se tiene lo siguiente:

1. Del servicio de transmisión regional y su remuneración.

De conformidad con lo establecido en el artículo 14 del Tratado Marco, en su calidad de agente transmisor, la EPR recibe una remuneración regional por la prestación del servicio de transmisión regional, remuneración que es establecida por la CRIE (art.23 literal i del Tratado Marco) en los términos establecidos en la regulación regional y que le permite a la EPR cumplir con la finalidad para la cual fue creada en el ámbito del MER. Dicha remuneración está destinada a que la EPR tenga la capacidad financiera para cumplir con la finalidad para la cual fue creada, operando la Línea SIEPAC, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en el Libro III del RMER.

Al respecto, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece en su Libro III, Anexo I, numerales I5.1 e I5.11, lo siguiente:

"I5.1 El Ingreso Autorizado Regional (IAR), para un determinado año, para el Agente Transmisor EPR será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (Línea SIEPAC), el Ingreso Autorizado Regional será el monto que cubra:// a) Los costos de administración, operación y mantenimiento de una Empresa Eficientemente Operada, de acuerdo a lo establecido en el Numeral 9.2.3 (b) del Libro III del RMER;// b) El servicio de la deuda, hasta por un monto de US\$453 millones, que el Agente Transmisor EPR contraiga para financiar las inversiones asociadas a la construcción y entrada en operación de la Línea SIEPAC, // c) El Valor Esperado por Indisponibilidad; d) Los tributos, que pudieran corresponderle; y // e) una rentabilidad regulada de acuerdo a la metodología de cálculo que autorice la CRIE, considerando un aporte patrimonial de hasta US\$58.5 millones."

"I5.11 Cualquier diferencia entre el estimado y los valores reales del servicio de la deuda, los tributos y la rentabilidad regulada, deberá ser informada a la CRIE para considerarla como un ingreso extra o como un ingreso faltante en el cálculo del próximo IAR anual."

De lo anterior se desprende que la regulación regional limita a la EPR a disponer de los ingresos relacionados al Servicio de la Deuda, Tributos, el monto de AOM, y otros financieros (derivados de todos los ingresos autorizados) necesarios para cumplir con los criterios de calidad nacionales y regionales necesarios para una debida operación de la Línea SIEPAC, para sufragar cualquier compromiso que llegue a adquirir distinto a los derivados de su función de transmisor regional.

Por su parte, de conformidad con los artículos 19 y 22 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo el Mercado Eléctrico Regional, y entre sus objetivos generales se encuentra el de “a. Hacer cumplir el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios”, así como el de “b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.”, en este sentido, corresponde a la CRIE velar porque los ingresos relacionados al Servicio de la Deuda, Tributos y el monto de AOM, necesarios para cumplir a cabalidad los criterios de calidad nacionales y regionales para una debida operación de la Línea SIEPAC, cumplan con la finalidad para la cual son reconocidos.

En este sentido, en el caso que EPR llevara a cabo actividades distintas a las reguladas por esta Comisión, es factible que la CRIE, en procura del debido cumplimiento del Tratado Marco y velando por la transparencia del MER, y en el ejercicio de sus facultades de adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos; instruya a la EPR a tener una contabilidad que le permita una separación de costos entre las actividades reguladas por la CRIE y las que no lo son. Tal mecanismo deberá permitir separar con claridad los ingresos y gastos asociados al esquema de remuneración regional, de los ingresos y gastos asociados a cualquier otra actividad no regulada por la CRIE que realice la EPR; permitiendo a la EPR presentar a la CRIE información detallada, estructurada y periódica sobre los ingresos y gastos asociados al esquema de remuneración regional, que permita una clara identificación de los costos de cada actividad (transmisión regional y transmisión en Honduras).

En cuanto a la necesidad de establecer mecanismos para garantizar que en caso EPR llegue a desarrollar obras de transmisión derivadas de la planificación de Honduras no existan subsidios cruzados entre la remuneración regional y la nacional, la CRIE solicitó a la EPR que indicara con detalle las medidas que tomaría para garantizar que no existan subsidios cruzados y que el desarrollo de dichas obras no afecte directa o indirectamente el desarrollo de actividades reguladas regionales. Al respecto, mediante nota de fecha 19 de junio de 2020, con referencia GGC-GG-2020-06-0398, la EPR informó a la CRIE que:

“EPR establecerá todos los mecanismos administrativos, operativos, contables y de mantenimiento, para asegurar que están separados los trabajos que se realicen tanto para la inversión como la operación de la obra y que no tenga influencia en los temas regionales tales como AOM, tributos, etc.”

En ese sentido el CDMER recomendó, mediante la resolución No. 3 - CDMER /68, lo siguiente “... en el desarrollo de estas actividades la EPR debe realizar una separación contable formal de las mismas...”.

Con base a lo anterior, se identifica que independientemente de que la EPR realice o no las obras de transmisión en Honduras previamente identificadas, se hace necesario que en caso de que la EPR realice actividades distintas a la actividad regulada de transmisión regional, la EPR debe implementar previamente e informar a la CRIE, los mecanismos contables que permitan separar los costos asociados a las actividades reguladas y no reguladas; velando de esta forma que no existan subsidios cruzados entre dichas actividades.



2. Naturaleza de las obras cuya ejecución la EPR solicita autorización de la CRIE

La EPR solicita autorización de la CRIE para la ejecución de obras de transmisión de emergencia a corto plazo en Honduras, las cuales según indica dicha entidad, fueron identificadas en el plan de expansión de la red de transmisión de Honduras, mismo que ha sido elaborado por el Operador del Sistema (ODS) en atención de lo establecido en el artículo 13 de la Ley General de la Industria Eléctrica de ese país.

Al respecto, el informe denominado “*Plan de Expansión de la Red de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional*”, elaborado por el ODS y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) – regulador nacional-, de fecha 20 de diciembre de 2019, señala que:

“(…) Las adiciones recomendadas de corto plazo, para los próximos dos años, responden a la necesidad de transporte de energía desde el sur y centro del país hacia la zona norte. En este sentido, se aprovecharía mejor la generación ubicada en el sur del país y la posibilidad de acceder a menores precios de electricidad del Mercado Eléctrico Regional (MER). Varias de estas obras de transmisión pueden realizarse en períodos relativamente cortos. El monto de inversión esperado en las obras de corto plazo propuestas es US\$14.5 millones. La Tabla A describe este conjunto de obras de transmisión y su costo asociado.” (lo subrayado es propio).

Tabla 1. Obras de transmisión de corto plazo

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
I. Proyectos de emergencia de corto plazo		14,476.71		
1.	Línea de transmisión PGR-SMT-SPS <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 24.73 km ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 138/69/13.8 kV (50/20/30 MVA) 	9,673.40	2021	Aumento de las transferencias máximas de sur a norte, desde los intercambios regionales hacia la zona de mayor consumo del país.
2.	Instalación de compensación reactiva capacitiva <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad reactiva capacitiva: 113 MVar 	4,803.31	2021	Aumento de las transferencias máximas de sur a norte, desde los intercambios regionales hacia la zona de mayor consumo del país, mejora de la calidad del servicio y mejora de la regulación del voltaje.

Fuente: Plan de Expansión de la Red de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional pp.5

Tabla 2. Detalle de la compensación reactiva capacitiva del ítem 2 de Tabla 1, por añadir a la red de transmisión de Honduras

Barra	Subestación	Voltaje [kV]	Capacidad [MVA _r]	Costo [kUS\$]
3037	Bermejo	138	10	425.07
3038	Progreso	138	10	425.07
3052	Circunvalación	138	10	425.07
3058	Danlí	69	10	425.07
3060	Comayagua	138	10	425.07
3067	Isletas	138	5	212.54
3078	La Puerta	138	10	425.07
3082	Masca	138	10	425.07
3108	Santa Marta	138	5	212.54

Barra	Subestación	Voltaje [kV]	Capacidad [MVA _r]	Costo [kUS\$]
3123	Villanueva	138	10	425.07
3128	Zamorano	69	3	127.52
3111	Santa Rosa	69	5	212.54
3425	Erandique	69	15	637.61
Total			113	4,803.31

Fuente: Plan de Expansión de la Red de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional, pp.26-27.

Las obras de transmisión de corto plazo indicadas en la tabla 1 anterior, son en las que EPR manifiesta interés en desarrollar (oficio No. GGC-GG-2020-03-0178) es decir: a) la línea de transmisión de 138 kV de Progreso – Santa Marta – San Pedro Sula Sur; y b) la instalación de compensación reactiva capacitiva en alta tensión (>69kV); y que tienen un costo preliminar estimado de 15 millones de dólares de los Estados Unidos (monto que según se indica la EPR deberán ser validados por medio de estudios de detalle).

Como puede deducirse de la solicitud presentada por la EPR, las obras que ésta manifiesta interés en desarrollar, son resultado de la planificación nacional de la transmisión realizada en Honduras para los años 2020 a 2029, asunto que pertenece al ámbito nacional. En ese sentido, debe indicarse que dichas obras no se identificaron dentro del estudio de planificación regional de la expansión de la transmisión como obras planificadas, a riesgo con beneficio regional o a riesgo; lo anterior sin detrimento de que estas obras puedan constituirse eventualmente en un insumo para el EOR al momento de realizar los estudios de Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Transmisión Regional.

Al respecto se indica, que no se identifica en la regulación regional disposición alguna que requiera a esta Comisión, dada su naturaleza, evaluar o autorizar la ejecución de las referidas obras cuyo alcance, como se ha indicado, es nacional. Asimismo, no se identifica norma alguna que faculte a la CRIE a autorizar a la EPR para llevar a cabo actividades adicionales a las relacionadas a su función de agente transmisor regional. No obstante lo anterior, se considera fundamental que en cumplimiento de la regulación regional, debe requerirse a la



EPR que dicha actividad por ningún motivo debe afectar de forma directa o indirecta el servicio de transmisión regional que presta dicha empresa y su infraestructura.

Finalmente, debe mencionarse que EPR solicitó al CDMER autorización para realizar proyectos de emergencia de corto plazo indicados por el ODS de Honduras. Al respecto se tiene, que el CDMER emitió el 21 de mayo de 2020, la resolución No 3.CDMER/68, mediante la cual resolvió lo siguiente:

“Resolución No. 3 - CDMER /68

En relación con la propuesta de la EPR para desarrollar y operar obras de transmisión en el Sistema Eléctrico de Honduras, Anexo D:

Autorizar al Presidente del CDMER dar respuesta a la EPR, con copia a CRIE, en la que se indique que el CDMER no tiene facultades expresas para autorizar el desarrollo de actividades de transmisión nacional en los países miembros del MER, en el tanto que la EPR es una empresa de naturaleza privada con participación de las empresas eléctricas estatales en su capital social. No obstante, el CDMER, conformado por los Representantes de los Gobiernos con relación al Mercado Eléctrico Regional, recomienda que en el desarrollo de estas actividades la EPR debe realizar una separación contable formal de las mismas, demostrar la cobertura completa de los riesgos asociados para no afectar la operación del Proyecto SIEPAC, aportar copia de la información solicitada por la CRIE en su nota SG - 08 - 06 - 05 - 2020 - 2 de fecha 6 de mayo de 2020 y enviar informes mensuales del avance de dichas actividades”.

De lo anterior se desprende que no existe fundamento normativo que permita a la CRIE autorizar a la EPR para que desarrolle las obras a las que hace referencia en su solicitud, las cuales por su naturaleza corresponden al ámbito nacional.

3. Riesgos identificados ante la ejecución de las obras por parte de la EPR

Según lo indicado por la EPR, esta ha iniciado las gestiones necesarias para disponer de la licencia como empresa transmisora en Honduras, requerida en la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras. En ese sentido el artículo 23 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras, establece que: *“El servicio de transmisión para el sistema principal será prestado por una o más empresas, incluyendo a la EPR. (...) Este operador y cualquier otra Empresa Transmisora puede financiar, licitar, construir de las (sic) futuras ampliaciones del sistema principal de transmisión recogidas en los planes de expansión elaborados por el Operador del Sistema y aprobados por la CREE, reteniendo la propiedad de las mismas.”* (el subrayado es propio)

Al respecto, EPR, en una primera comunicación manifestó en referencia a la propiedad de las instalaciones de las obras de transmisión de corto plazo citadas, que transferiría las obras a la ENEE para su responsabilidad, operación y mantenimiento, y que para ello analizaría los aspectos legales para la cesión de la obra a la ENEE. Sin embargo, el 19 de junio de 2020, la

EPR remitió a la CRIE la nota con referencia GGC-GG-2020-06-0398, mediante la cual indicó que *“En aplicación de la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras, la EPR será la propietaria de los activos que construya como resultado de la adjudicación de obras de transmisión que le sean asignadas por el regulador (CREE), durante el tiempo que dure la licencia de operación, establecida en 30 años prorrogables y por tanto, no procede el traspaso de los activos a la ENEE.”*

En cuanto a la forma de remuneración de los proyectos que realice la EPR, se tiene que la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras establece en su artículo 13, que para ejecutar obras de transmisión identificadas por el ODS en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, se deben realizar licitaciones competitivas; las bases de dicha licitación deben ser aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), además se debe contar con la no objeción de dicha Comisión para la adjudicación del contrato.

En dado caso la EPR fuera adjudicada, debe considerarse que en el Capítulo II, artículo 21, Literal B, numeral I, del referido cuerpo normativo se establece lo siguiente: *“Los costos de transmisión incluirán lo siguiente: a) Las anualidades de las inversiones correspondientes a una red económicamente adaptada, calculadas con base en el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización establecida; y, b) los costos de operación y mantenimiento correspondientes a una gestión eficiente de la transmisión.”* De lo anterior se desprende que la regulación hondureña separa claramente los costos de transmisión estableciendo por aparte en su inciso b) de los costos de operación y mantenimiento correspondientes a una gestión eficiente de la transmisión.

El costo indicado en el inciso a) corresponde a las anualidades de las inversiones correspondientes a una red económicamente adaptada, calculadas con base en el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización establecida; estas anualidades de inversión corresponderían a los ingresos que recibiría EPR desde la tarifa correspondiente en Honduras, para permitir el pago del financiamiento y construcción, y como la EPR lo señala, para que el proyecto sea financiable, en este caso por el BCIE, se deben tener las garantías regulatorias, financieras u otras a satisfacción del BCIE.

Al respecto es necesario indicar que si bien la regulación de Honduras establece el mecanismo mediante el cual Honduras reconocerá los costos de inversión a EPR, se hizo necesario que la CRIE solicitara a la EPR el detalle de cuáles son los mecanismos de financiamiento previstos para financiar las obras que sugiere desarrollar así como las garantías que prevé en caso deba ofrecerlas, sin que esto implique riesgos operativos o financieros en relación con el servicio de transmisión regional en el MER o su infraestructura. En cuanto a lo anterior, el 19 de junio de 2020, la EPR mediante la nota con referencia GGC-GG-2020-06-0398 informó a la CRIE lo siguiente:

“La Empresa Propietaria de la Red ha realizado indagatorias preliminares ante el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), sobre las posibilidades de recibir un crédito para financiar el costo total de las obras que EPR sugiere que puede desarrollar en la República de Honduras, sin requerimientos de garantía de las empresas accionistas.

En principio la respuesta del BCIE ha sido positiva, anticipándose requerimientos especiales de disponibilidad de una reserva de liquidez de doce meses sobre el servicio de la deuda y un fondo de reserva para atender contingencias que pudiesen presentarse.

Las condiciones financieras finales del citado crédito se dispondrán hasta que se realicen las gestiones formales de financiamiento, sin embargo, se ha conversado de los siguientes términos:

• Monto total: US\$25 millones, incluyendo gastos financieros durante el periodo de gracia y el financiamiento de las reservas de liquidez y de contingencia. • Plazo total: 20 años. • Periodo de gracia: 4 años • Tasa de interés: 6% ajustable.

Las reservas de liquidez y contingencia, se considera que representan un mecanismo efectivo para atenuar los riesgos financieros y operativos (...)"

Al respecto, vale la pena indicar, que el CDMER mediante la resolución No. 3 - CDMER /68, recomendó que “... en el desarrollo de estas actividades la EPR debe (...) demostrar la cobertura completa de los riesgos asociados para no afectar la operación del Proyecto SIEPAC...”.

Con base a lo anterior, y tomando en cuenta las condiciones financieras de un financiamiento se conocen hasta que se realizan las gestiones formales ante una entidad bancaria, por lo que se identifica que independientemente de que la EPR realice o no las obras de transmisión en Honduras previamente identificadas, se hace necesario que en caso de que la EPR realice actividades distintas a la actividad regulada de transmisión regional, esta debe emprender previamente las acciones necesarias con el fin de no poner en riesgo ni afectar directa o indirectamente dicha actividad o la propiedad de la infraestructura del proyecto SIEPAC, debiendo informar oportunamente a la CRIE sobre las medidas tomadas.

4. Cumplimiento de las normas regionales de conexión:

Las obras de transmisión de corto plazo indicadas en la Tabla 1 y Tabla 2 anteriores, al revisar el listado de Ampliaciones Planificadas y a Riesgo reportadas en el Informe de Planificación de Largo Plazo (IPLP) elaborado por el EOR para el periodo 2019-2028, solamente se encontró que en cuatro subestaciones de ellas como Villanueva, La Puerta, Bermejo y Circunvalación se ha identificado instalar compensación reactiva con un valor mayor, en lugar de 10 MVAR que se propone en el IPLP 20 MVAR; siendo estas ampliaciones etiquetadas como Ampliaciones a Riesgo y sin Beneficio Regional, según el análisis de sensibilidad del escenario de autosuficiencia A1, conforme la resolución CRIE-43-2019. No obstante lo anterior, las obras de emergencia de corto plazo que EPR tiene interés en desarrollar son resultado de la planificación nacional de la transmisión realizada en Honduras para los años 2020 a 2029, por lo tanto no están sujetas en principio a la regulación regional.

Sin embargo, se ha identificado que dichos proyectos se conectarían directamente a la RTR, por lo que para su conexión y posterior puesta en operación la entidad que lleve a cabo la ejecución de los proyectos y que pudiere ser la EPR, deberá cumplir con lo establecido en los apartados 4.5, 4.7 y 4.8 del Libro III del RMER, relacionados al procedimiento de conexión a la RTR.

VII

Que en reunión a distancia número RAD-168, llevada a cabo el veintiuno de septiembre de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, acordó declarar no ha lugar por improcedente la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red (EPR) respecto a realizar los Proyectos de emergencia de corto plazo indicados por el ODS en Honduras, según lo solicitado en la nota con referencia GGC-GG-2020-03-0177; advertir a la EPR que el desarrollo de actividades no reguladas por esta Comisión, no debe incidir directa o indirectamente en el IAR ni en la propiedad de la Línea SIEPAC, y no debe afectar la finalidad para la cual dicha entidad fue creada según lo establecido en el Tratado Marco; instruir a la EPR a que en caso de que realice actividades distintas a la actividad regulada de transmisión regional, ésta debe previamente implementar los mecanismos contables suficientes y necesarios, que permitan separar los costos asociados a cada una de esas actividades; instruir a la EPR a que en caso, de que realice actividades distintas a la actividad de transmisión regional regulada por esta Comisión, emprenda previamente las acciones necesarias con el fin de no poner en riesgo ni afectar directa o indirectamente dicha actividad o la propiedad de la infraestructura del proyecto SIEPAC; informar a la EPR que en el caso de que ésta llegue a desarrollar los proyectos en Honduras identificados en la nota con referencia GGC-GG-2020-03-0177, deberá cumplir con lo establecido en los apartados 4.5, 4.7 y 4.8 del Libro III del RMER, relacionados al procedimiento de conexión a la RTR; tal y como se dispone.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

De conformidad con los considerandos que anteceden, con fundamento en lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE

PRIMERO. DECLARAR NO HA LUGAR POR IMPROCEDENTE la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red (EPR) respecto a realizar los Proyectos de emergencia de corto plazo indicados por el ODS en Honduras, según lo solicitado en la nota con referencia GGC-GG-2020-03-0177.

SEGUNDO. ADVERTIR a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) que el desarrollo de actividades no reguladas por esta Comisión, no debe incidir directa o indirectamente en el Ingreso Autorizado Regional ni en la propiedad de la Línea SIEPAC, y no debe afectar la finalidad para la cual dicha entidad fue creada según lo establecido en el Tratado Marco, ni en el cumplimiento de sus responsabilidades y obligaciones en el MER, garantizando que el

Servicio de Transmisión Regional que presta se realice conforme los objetivos que establece la Regulación Regional.

TERCERO. INSTRUIR a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) a que en caso de que realice actividades distintas a la actividad regulada de transmisión regional, ésta debe implementar los mecanismos contables suficientes y necesarios, que permitan separar los costos asociados a cada una de esas actividades, los cuales deben contener información detallada, estructurada y periódica sobre los ingresos y gastos asociados al esquema de remuneración regional y de los ingresos y gastos asociados a otras actividades no reguladas por esta Comisión, evitando de esta forma que se realicen subsidios cruzados entre dichas actividades; mecanismos que deberán ser aprobados por la CRIE previo a que EPR lleve a cabo actividades no reguladas por esta Comisión.

CUARTO. INSTRUIR a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) a que en caso, de que realice actividades distintas a la actividad de transmisión regional regulada por esta Comisión, emprenda previamente las acciones necesarias con el fin de no poner en riesgo ni afectar directa o indirectamente dicha actividad o la propiedad de la infraestructura del proyecto SIEPAC, debiendo informar oportunamente a la CRIE sobre las medidas tomadas.

QUINTO. INFORMAR a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) que en el caso de que ésta llegue a desarrollar los proyectos en Honduras identificados en la nota con referencia GGC-GG-2020-03-0177, para su conexión y posterior puesta en operación, deberá cumplir con lo establecido en los apartados 4.5, 4.7 y 4.8 del Libro III del RMER, relacionados al procedimiento de conexión a la RTR.

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

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en doce (12) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día miércoles veintiocho (28) de octubre de dos mil veinte.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO