

**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-22-2024, emitida el veinticinco de julio de dos mil veinticuatro, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-22-2024**

**LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 6 de febrero de 2024, el Presidente del Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (CDMER) vía correo electrónico, remitió a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), la nota CDMER 2024-0207a, mediante la cual notificó la resolución No. 4-CDMER/114 relativa al cambio de definición de la Línea SIEPAC para la incorporación del Segundo Circuito de la referida Línea entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino, así como del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen y Fortuna.

El CDMER en el apartado 4.3 de la referida resolución resolvió, entre otros, lo siguiente: “1) Emitir la autorización de los Gobiernos de América Central al cambio en la definición de la Línea SIEPAC solicitada por el Agente Transmisor EPR, de conformidad al artículo I2.1 del Anexo I del libro III del RMER (...) para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua, con lo cual la nueva configuración de esta Línea sería:

País	Tramo	Longitud aproximada (km)
Honduras	Agua Caliente – Frontera Nicaragua (1º y 2º circuitos)	61
Nicaragua	Frontera Honduras – SE Sandino (1º y 2º circuitos)	117.5

y la configuración adicional de bahías en las subestaciones mencionadas sería:

País	Subestación	Bahía de conexión hacia	2º Circuito	
Honduras	Agua Caliente	Sandino	1	EPR
Nicaragua	Sandino	Agua Caliente	1	EPR

2) *Notificar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), al Ente Operador Regional (EOR) y a la Empresa Propietaria de la Red (EPR)*”.

Asimismo, el CDMER en el apartado 4.4 de la citada resolución resolvió, entre otros, lo siguiente: “1) *Emitir la autorización de los Gobiernos de América Central al cambio en la definición de la Línea SIEPAC solicitada por el Agente Transmisor EPR, de conformidad al artículo I2.1 del Anexo I del libro III del RMER (...) para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen en Nicaragua y Fortuna en Costa Rica, con lo cual la nueva configuración de esta Línea sería:*

País	Tramo	Longitud aproximada (km)
Nicaragua	SE La Virgen – Frontera Costa Rica (1º y 2º circuitos)	32
Costa Rica	Frontera Nicaragua – SE Fortuna (1º y 2º circuitos)	91.3
	SE Fortuna – SE Cañas (1er Circuito)	38.4

*y la configuración adicional de bahías en las subestaciones mencionadas sería:*

País	Subestación	Bahía de conexión hacia	2º Circuito	
			No.	Propietario
Nicaragua	La Virgen	Fortuna	1	EPR
Costa Rica	Fortuna	La Virgen	1	EPR

2) *Notificar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), al Ente Operador Regional (EOR) y a la Empresa Propietaria de la Red (EPR)*”.

## II

Que el 13 de febrero de 2024, la Empresa Propietaria de la Red (EPR) vía correo electrónico, remitió a la CRIE, la nota GGC-GG-2024-02-0172, mediante la cual presentó a esta Comisión, solicitud de autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, acompañando entre otros, los siguientes documentos:

- Anexo No. 1. Resumen Ejecutivo 2do Circuito Agua Caliente – Sandino;
- Anexo No. 2. Nota GGC-GOM-2024-01-0088 CDMER;
- Anexo No. 3. Nota CDMER 2024-0207a;
- Anexo No. 4. Propuesta Modificación Literal I2.1 AGC-SDN;
- Copia legalizada de la primera hoja del pasaporte del Ing. José E. Martínez; y
- Certificado de Persona Jurídica, emitido por el Registro Público de Panamá, que consiste en Poder General otorgado por la EPR.

### III

Que el 13 de febrero de 2024, la EPR vía correo electrónico, remitió a la CRIE, la nota GGC-GG-2024-02-0173, mediante la cual presentó a esta Comisión, solicitud de Autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo La Virgen-Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, acompañando entre otros, los siguientes documentos:

- a) Anexo No. 1. Resumen Ejecutivo 2do Circuito La Virgen – Fortuna;
- b) Anexo No. 2. Nota GGC-GOM-2024-01-0092 CDMER;
- c) Anexo No. 3. Nota CDMER 2024-0207a;
- d) Anexo No. 4. Propuesta Modificación Literal I2.1 LVG-FTN;
- e) Certificado de Persona Jurídica, emitido por el Registro Público de Panamá, que consiste en Poder General otorgado por la EPR; y
- f) Copia legalizada de la primera hoja del pasaporte del Ing. José E. Martínez.

### IV

Que el 23 de febrero de 2024, la CRIE mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-GM-AT-93-23-02-2024, solicitó a la EPR lo siguiente: “(...) *los estudios técnicos y económicos que soportan dicha solicitud y que permitan observar específicamente la evaluación del tramo de línea en cuestión; (...)*”, lo anterior en el marco de la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo comprendido entre las subestaciones Agua Caliente - Sandino, interconexión Honduras – Nicaragua; asimismo, se le indicó que esta Comisión aún no había recibido la recomendación del Ente Operador Regional (EOR).

### V

Que el 23 de febrero de 2024, la CRIE mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-GM-AT-94-23-02-2024, solicitó a la EPR lo siguiente: “(...) *los estudios técnicos y económicos que soportan dicha solicitud y que permitan observar específicamente la evaluación del tramo de línea en cuestión; (...)*”, lo anterior en el marco de la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo comprendido entre las subestaciones La Virgen - Fortuna, interconexión Nicaragua – Costa Rica; asimismo, se le indicó que esta Comisión aún no había recibido la recomendación del EOR.

### VI

Que el 5 de junio de 2024, el EOR vía correo electrónico remitió a la CRIE, la nota EOR-PJD-05-06-2024-023 mediante la cual presentó su recomendación sobre el cambio de definición de la Línea SIEPAC, conforme a la solicitud presentada por la EPR; en dicha nota señaló lo siguiente: “(...) *con base a lo establecido en el numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER, recomienda a la CRIE aprobar el cambio de definición de la línea SIEPAC, para incluir los siguientes tramos de línea: // 1) (Honduras) Subestación Agua Caliente - Frontera Nicaragua (2do circuito) con longitud aproximada de 61 km // 2) (Nicaragua)*”

*Frontera Honduras - Subestación Sandino (2do circuito) con longitud aproximada de 117.5 km // 3) (Nicaragua) Subestación La Virgen - Frontera Costa Rica (2do circuito) con longitud aproximada de 32 km // 4) (Costa Rica) Frontera Nicaragua - Subestación Fortuna (2do circuito) con longitud aproximada de 91.3 km // y las siguientes bahías de subestación: 1) Subestación Agua Caliente (Honduras) - Bahía de línea de conexión a subestación Sandino. // 2) Subestación Sandino (Nicaragua) - Bahía de línea de conexión a subestación Agua Caliente. // 3) Subestación La Virgen (Nicaragua) - Bahía de línea de conexión a subestación Fortuna. // 4) Subestación Fortuna (Costa Rica) - Bahía de línea de conexión a subestación La Virgen. (...)*". A dicha nota anexó: a) Notas de la EPR con referencia GGC-GG-2024-03-0195 y GGC-GG-2024-03-0196; ambas del 4 de marzo de 2024; y b) *"INFORME DE REVISIÓN DE LOS ESTUDIOS TÉCNICOS-ECONÓMICOS DE LA SOLICITUD DE CAMBIO DE DEFINICIÓN DE LA LÍNEA SIEPAC PARA INCLUIR LAS NUEVAS LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN:// 1) Segundo circuito de la línea SIEPAC Agua Caliente – Sandino (interconexión Honduras – Nicaragua) // 2) Segundo circuito de la línea SIEPAC La Virgen – Fortuna (interconexión Nicaragua-Costa Rica)"*.

## VII

Que el 11 de junio de 2024, el EOR vía correo electrónico, remitió a la CRIE información complementaria al Anexo I de la nota EOR-PJD-05-06-2024-023, relacionada a la recomendación de dicho Ente sobre el cambio de definición de la Línea SIEPAC, anexando lo siguiente: a) ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN AGUA CALIENTE - SANDINO; y b) ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN LA VIRGEN - FORTUNA.

## VIII

Que el 19 de junio de 2024, la CRIE mediante correo electrónico, remitió a la EPR la nota CRIE-GT-GJ-14-19-06-2024, a través de la cual le solicitó que cumpliera con lo siguiente: *"(...) que presente a esta Comisión los estudios técnicos y económicos que fueron requeridos en nuestra nota CRIE-SE-GT-GJ-GM-AT-93-23-02-2024, de conformidad con lo dispuesto en el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) (...)"*.

## IX

Que el 19 de junio de 2024, la CRIE mediante correo electrónico, remitió a la EPR la nota CRIE-GT-GJ-15-19-06-2024, a través de la cual le solicitó que cumpliera con lo siguiente: *"(...) que presente a esta Comisión los estudios técnicos y económicos que fueron requeridos en nuestra nota CRIE-SE-GT-GJ-GM-AT-94-23-02-2024, de conformidad con lo dispuesto en el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) (...)"*.

## X

Que el 19 de junio de 2024, la EPR vía correo electrónico, remitió a la CRIE la nota GGC-GG-2024-06-0415, mediante la cual presentó nuevamente la solicitud de autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, anexando lo siguiente: copia de Certificado de Persona Jurídica, emitido por el Registro Público de Panamá, que consiste en Poder General otorgado por la EPR; copia legalizada de la primera hoja del pasaporte del Ing. José E. Martínez; Estudio Técnico Económico Proyecto Segundo Circuito Agua Caliente – Sandino; copia de la nota CDMER 2024-0207a de autorización al cambio en la Definición de la Línea SIEPAC solicitada por el Agente Transmisor EPR; copia de la nota EOR-PJD-05-06-2024-023 de recomendación del EOR con sus anexos correspondientes; y copia de la nota GGC-GG-2024-02-0172.

## XI

Que el 19 de junio de 2024, la EPR vía correo electrónico, remitió a la CRIE la nota GGC-GG-2024-06-0416, mediante la cual presentó nuevamente la solicitud de autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo La Virgen-Fortuna, interconexión Nicaragua – Costa Rica, anexando lo siguiente: copia de Certificado de Persona Jurídica, emitido por el Registro Público de Panamá, que consiste en Poder General otorgado por la EPR; copia legalizada de la primera hoja del pasaporte del Ing. José E. Martínez; Estudio Técnico Económico Proyecto Segundo Circuito La Virgen - Fortuna; copia de la nota CDMER 2024-0207a de autorización al cambio en la Definición de la Línea SIEPAC solicitada por el Agente Transmisor EPR; copia de la nota EOR-PJD-05-06-2024-023 de recomendación del EOR con sus anexos correspondientes; y copia de las notas GGC-GG-2024-03-0195 y GGC-GG-2024-03-0196.

## CONSIDERANDO

### I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 15 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (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.”*



## II

Que según lo dispuesto en el artículo 19 del Tratado Marco, *“la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia. (...)”*.

## III

Que conforme lo estipulado en el artículo 22 del Tratado Marco, entre los objetivos generales de la CRIE, se encuentran 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 mismo cuerpo normativo, establece como facultades de la CRIE, entre otras, las de: *“a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios (...) // 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 (...) // i. Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente. (...)”*.

## IV

Que el numeral 1.5.2.1 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), señala que *“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 (...)”*.

## V

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 9.2.1 del Libro III del RMER, *“El Ingreso Autorizado Regional, para un determinado año, de cada Agente Transmisor será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. Los Ingresos Autorizados Regionales se calcularán según los siguientes criterios:// a) Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (la Línea SIEPAC), cuyas instalaciones son propiedad de la EPR, el Ingreso Autorizado Regional será establecido en el Anexo I (...)”*.

## VI

Que según lo estipulado en el numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER: *“Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE.”* Asimismo, los numerales I2.3 e I4.1 del del mismo cuerpo normativo, indican: *“La*

*definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR, soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros.” y “La Línea SIEPAC, definida de acuerdo al Numeral I2.1, constituye una Ampliación Planificada de la Red de Transmisión Regional. (...)”, respectivamente.*

## VII

Que se procedió a analizar las dos solicitudes de cambio de definición de la Línea SIEPAC, presentadas por la EPR ante la CRIE; la primera solicitud corresponde al proyecto denominado “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino*”, mientras que la segunda se refiere al proyecto denominado “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna*”. A continuación, se detallan las referidas solicitudes:

### **a) Primera solicitud: segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino**

El 13 de febrero de 2024, la EPR vía correo electrónico, remitió a la CRIE, la nota GGC-GG-2024-02-0172, mediante la cual presentó a esta Comisión, solicitud de autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, indicando lo siguiente:

*“El pasado mes de diciembre, el Ente Operador Regional, en cumplimiento a sus facultades, publicó el Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033, en el cual identificó que entre las ampliaciones de transmisión regional para superar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), se encuentra la Construcción del segundo circuito de la línea 230 kV Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, utilizando infraestructura del 2do circuito SIEPAC. // Los estudios técnicos y económicos realizados para esta Obra de Transmisión demuestran que su habilitación permite superar la capacidad operativa de intercambio mínima entre los países del MER llevándola al menos a 450MW. Mediante Anexo No. 1, se remite un resumen ejecutivo de esta Obra de Transmisión en el cual se destacan su alcance, costos, modalidad de ejecución, evaluación financiera-económica, entre otros. // Sobre este particular y de conformidad con el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER, EPR mediante oficio GGC-GOM-2024-01-0088 de fecha 12 de enero del 2024, se solicitó al CDMER como representante de los Gobiernos de los países miembro del SIEPAC, la Autorización del cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua. Ver oficio mediante Anexo No. 2. // Consecuentemente, mediante oficio CDMER 2024-0207a de fecha 06 de febrero del 2024 (ver oficio en el Anexo No. 3), el CDMER autorizó el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito entre las subestaciones Agua Caliente - Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, manifestado lo siguiente: // “...*

*Resolución No. 4-CDMER/114. (...) // En cuanto al presupuesto de esta obra de beneficio regional, este corresponde a una estimación preliminar de los costos directos establecida por el EOR por la suma de MUS\$25,591 (sic), por lo cual variará y requerirá de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los procesos de licitación y contratación, de los cuales se mantendrá informada a la CRIE para las autorizaciones correspondientes. // El esquema de financiamiento de las obras se prevé estructurar mediante: // a) Aporte patrimonial de los accionistas de hasta el 20% del costo de la obra, a través de la Reserva de Rentabilidad que se realizó de los ingresos regulados de los períodos 2021 y 2022 y sus intereses generados. // b) Contratos de Crédito con organismos multilaterales, para lo cual, actualmente EPR se encuentra analizando las opciones de préstamo con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID), de las cuales se seleccionará la que represente un mayor beneficio para el Mercado Eléctrico Regional. // En vista que este esquema de financiamiento debe ser incorporado al RMER, mediante modificación al numeral I5.1 literales b) y e), así como al literal I5.4 del Anexo I del Libro III, se someterá a la autorización de CRIE las condiciones contractuales, así como el borrador del contrato de préstamo y demás información que resulte necesaria para la referida incorporación y ajuste al reglamento. // Tomando en cuenta lo anterior y de conformidad con los requerimientos del Anexo I del Libro III del RMER particularmente del literal I2.3, respetuosamente solicitamos a la CRIE la Autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC, literal I2.1 del mismo anexo, para incorporar el tramo entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, así como los ajustes iniciales que resulten necesarios para incorporar los costos del referido tramo al esquema de remuneración que establece el RMER. Mediante Anexo No. 4 se presenta la propuesta del literal I2.1. (...)*

Al respecto, el 23 de febrero de 2024, la CRIE mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-GM-AT-93-23-02-2024, indicó a la EPR lo siguiente:

*“(...) se le informa que previo a dar trámite a la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el tramo de línea entre las subestaciones Agua Caliente - Sandino, interconexión Honduras - Nicaragua, es necesario que se cumpla con los requerimientos establecidos en la regulación regional. En ese sentido, se le solicita que presente a esta Comisión los estudios técnicos y económicos que soportan dicha solicitud y que permitan observar específicamente la evaluación del tramo de línea en cuestión; lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).*

*Por su parte, se debe señalar a la Empresa Propietaria de la Red (EPR), que esta Comisión aún no ha recibido la recomendación del Ente Operador Regional (EOR) derivada de la revisión que dicho ente debe realizar a los estudios técnicos y económicos que se han descrito anteriormente, según lo estipulado en el numeral*



*I2.2 del Libro III del RMER, siendo necesario contar con dicho insumo para atender la referida solicitud”.*

Posteriormente, el 19 de junio de 2024, la EPR vía correo electrónico, remitió a la CRIE la nota GGC-GG-2024-06-0415, mediante la cual presentó a esta Comisión, solicitud de autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, indicando lo siguiente:

*“(…) Respecto al Informe de evaluación y recomendación que el EOR remitió a CRIE el pasado 5 de junio, es importante destacar que ese organismo concluye que ‘(…) al incorporar la nueva interconexión Segundo circuito de la línea SIEPAC Agua Caliente - Sandino, la capacidad operativa entre Honduras –Nicaragua podrá superar la capacidad operativa mínima de 300 MW, alcanzando valores en el rango de 450 MW y 650 MW.’ // Respecto al costo de la construcción del segundo circuito entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino, la EPR estimó costos directos<sup>1</sup> por MUS\$ 25.59 y el EOR estimó MUS\$ 23.0, al respecto el EOR expone en su informe de evaluación que ‘(…) los costos estimados por el EOR se basan en valores referenciales medios y diseños estándar, mientras que la estimación realizada por la EPR se basa en un diseño de ingeniería particular del proyecto (…)’ ‘la EPR reportó sus costos estimados al EOR en el 2023, mientras que la consultoría referida contratada por el EOR entregó su informe en 2018’ por lo cual el EOR concluye que ‘(…) debe tenerse en cuenta que los costos estimados tanto por el EOR como por la EPR son orientativos y el costo final del proyecto solo puede determinarse al finalizar su construcción, y puede diferir de las estimaciones presentadas.’ // Finalmente, el EOR concluye que la ampliación de Segundo circuito de la línea SIEPAC “Agua Caliente – Sandino” cumple con los criterios de evaluación económica establecidos en el Numeral 10.3.5.7 del Libro III del RMER, para las Ampliaciones de transmisión regional y que ninguno de los países miembros del MER concentra 80% o más de los beneficios de la ampliación, por lo cual clasifica como Ampliación Regional Planificada. // Tomando en cuenta lo anterior y de conformidad con los requerimientos del Anexo I del Libro III del RMER particularmente del literal I2.3, respetuosamente solicitamos a la CRIE la Autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC, literal I2.1 del mismo anexo, para incorporar el tramo de línea entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua. // (…)”.*

**b) Segunda solicitud: segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna**

El 13 de febrero de 2024, la EPR vía correo electrónico, remitió a la CRIE la nota GGC-GG-2024-02-0173, mediante la cual presentó a esta Comisión solicitud de autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo La Virgen-Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, indicando lo siguiente:

<sup>1</sup> “Costos directos sin incluir costos financieros, escalamientos, impuestos y otros.”

*“El pasado mes de diciembre, el Ente Operador Regional, en cumplimiento a sus facultades, publicó el Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033, en el cual identificó que entre las ampliaciones de transmisión regional para superar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), se encuentra la Construcción del segundo circuito de la línea 230 kV La Virgen-Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, utilizando infraestructura del 2do circuito SIEPAC. // Los estudios técnicos y económicos realizados para esta Obra de Transmisión demuestran que su habilitación permite superar la capacidad operativa de intercambio mínima entre los países del MER llevándola al menos a 450MW. Mediante Anexo No. 1, se remite un resumen ejecutivo de esta Obra de Transmisión en el cual se destacan su alcance, costos, modalidad de ejecución, evaluación financiera-económica, entre otros. // Sobre este particular y de conformidad con el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER, EPR mediante oficio GGC-GOM-2024-01-0092 de fecha 15 de enero del 2024, se (sic) solicitó al CDMER como representante de los Gobiernos de los países miembro del SIEPAC, la Autorización del cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito entre las subestaciones La Virgen-Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica. Ver oficio mediante Anexo No. 2. // Consecuentemente, mediante oficio CDMER 2024-0207a de fecha 06 de febrero del 2024 (ver oficio en el Anexo No. 3), el CDMER autorizó el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito entre las subestaciones La Virgen-Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, manifestado (sic) lo siguiente: // “(...) Resolución No. 4-CDMER/114 (...) // En cuanto al presupuesto de esta obra de beneficio regional, este corresponde a una estimación preliminar de los costos directos establecida por el EOR por la suma de MUS\$19,753 (sic), por lo cual variará y requerirá de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los procesos de licitación y contratación, de los cuales se mantendrá informada a la CRIE para las autorizaciones correspondientes. // El esquema de financiamiento de las obras se prevé estructurar mediante: // a) Aporte patrimonial de los accionistas de hasta el 20% del costo de la obra, a través de la Reserva de Rentabilidad que se realizó de los ingresos regulados de los períodos 2021 y 2022 y sus intereses generados. // b) Contratos de Crédito con organismos multilaterales, para lo cual, actualmente EPR se encuentra analizando las opciones de préstamo con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID), de las cuales se seleccionará la que represente un mayor beneficio para el Mercado Eléctrico Regional. // En vista que este esquema de financiamiento debe ser incorporado al RMER, mediante modificación al numeral I5.1 literales b) y e), así como al literal I5.4 del Anexo I del Libro III, se someterá a la autorización de CRIE las condiciones contractuales, así como el borrador del contrato de préstamo y demás información que resulte necesaria para la referida incorporación y ajuste al reglamento. // Tomando en cuenta lo anterior y de conformidad con los requerimientos del Anexo I del Libro III del RMER particularmente del literal I2.3, respetuosamente solicitamos a la CRIE la Autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC, literal I2.1*

*del mismo anexo, para incorporar el tramo La Virgen-Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, así como los ajustes iniciales que resulten necesarios para incorporar los costos del referido tramo al esquema de remuneración que establece el RMER. Mediante Anexo No. 4 se presenta la propuesta del literal I2.1. (...)”.*

Al respecto, el 23 de febrero de 2024, la CRIE mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-GM-AT-94-23-02-2024 indicó a la EPR lo siguiente:

*“(...) se le informa que previo a dar trámite a la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el tramo de línea entre las subestaciones La Virgen - Fortuna, interconexión Nicaragua – Costa Rica, es necesario que se cumpla con los requerimientos establecidos en la regulación regional. En ese sentido, se le solicita que presente a esta Comisión los estudios técnicos y económicos que soportan dicha solicitud y que permitan observar específicamente la evaluación del tramo de línea en cuestión; lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).*

*Por su parte, se debe señalar a la Empresa Propietaria de la Red (EPR), que esta Comisión aún no ha recibido la recomendación del Ente Operador Regional (EOR) derivada de la revisión que dicho ente debe realizar a los estudios técnicos y económicos que se han descrito anteriormente, según lo estipulado en el numeral I2.2 del Libro III del RMER, siendo necesario contar con dicho insumo para atender la referida solicitud”.*

Posteriormente, el 19 de junio de 2024, la EPR vía correo electrónico, remitió a la CRIE, la nota GGC-GG-2024-06-0416, mediante la cual presentó a esta Comisión, solicitud de Autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el segundo circuito del tramo La Virgen- Fortuna, interconexión Nicaragua – Costa Rica, indicando lo siguiente:

*“(...) Respecto al Informe de evaluación y recomendación que el EOR remitió a CRIE el pasado 5 de junio, es importante destacar que ese organismo concluye que ‘(...) al incorporar la nueva interconexión Segundo circuito de la línea SIEPAC La Virgen - Fortuna, la capacidad operativa entre Nicaragua – Costa Rica podrá superar la capacidad operativa mínima de 300 MW, alcanzando valores en el rango de 450 MW y 650 MW.’ // Respecto al costo de la construcción del segundo circuito entre las subestaciones La Virgen - Fortuna, la EPR estimó costos directos<sup>2</sup> por MUS\$ 19.75 y el EOR estimó MUS\$ 17.4, al respecto el EOR expone en su informe de evaluación que ‘(...) los costos estimados por el EOR se basan en valores referenciales medios y diseños estándar, mientras que la estimación realizada por la EPR se basa en un diseño de ingeniería particular del proyecto (...)’ ‘la EPR reportó sus costos estimados al EOR en el 2023, mientras que la consultoría referida contratada por el EOR entregó su informe en 2018’ por lo cual el EOR concluye que ‘(...) debe tenerse en cuenta que los costos estimados tanto*

<sup>2</sup> “Sin incluir costos financieros, escalamientos, impuestos y otros.”

*por el EOR como por la EPR son orientativos y el costo final del proyecto solo puede determinarse al finalizar su construcción, y puede diferir de las estimaciones presentadas.´ // Finalmente, el EOR concluye que la ampliación de Segundo circuito de la línea SIEPAC “La Virgen - Fortuna” cumple con los criterios de evaluación económica establecidos en el Numeral 10.3.5.7 del Libro III del RMER, para las Ampliaciones de transmisión regional y que ninguno de los países miembros del MER concentra 80% o más de los beneficios de la ampliación, por lo cual clasifica como Ampliación Regional Planificada. // Tomando en cuenta lo anterior y de conformidad con los requerimientos del Anexo I del Libro III del RMER particularmente del literal I2.3, respetuosamente solicitamos a la CRIE la Autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC, literal I2.1 del mismo anexo, para incorporar el tramo de línea entre las subestaciones La Virgen - Fortuna, interconexión Nicaragua – Costa Rica.”.*

## 1. ANÁLISIS DE LAS SOLICITUDES Y CONSIDERACIONES GENERALES

El análisis de las solicitudes de cambio de definición de la Línea SIEPAC, que en esta oportunidad versan sobre los proyectos denominados “Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino” y “Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna”, deben ser analizados por la CRIE para verificar el cumplimiento de lo dispuesto en la regulación regional y en específico lo establecido en el Anexo I del Libro III del RMER.

Otro aspecto que debe considerarse en el marco del presente análisis es que aún no se ha finalizado la construcción de la Línea SIEPAC, la cual está constituida por una línea de transmisión en 230 kV de circuito sencillo, torres previstas para un doble circuito futuro, entre otros. Actualmente, algunas de estas torres ya cuentan con un segundo circuito instalado, lo cual se puede observar en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER.

Así las cosas, la modificación a la definición de la Línea SIEPAC (contenida en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER) debe realizarse de conformidad con lo dispuesto en los numerales I2.2 e I2.3 del anexo antes mencionado. Al respecto, dichos numerales establecen que:

**“I2.2 Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará sus recomendaciones a la CRIE”.**  
(subrayado y resaltado es propio)

**“I2.3 La definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR, soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros”.**  
(subrayado y resaltado es propio)



Según los numerales antes referidos, la modificación de la definición de la Línea SIEPAC solo podrá ser cambiada por la CRIE, a solicitud de la EPR, quien deberá soportarla con los siguientes documentos: a) recomendación emitida por el EOR respecto a los estudios técnicos y económicos en el marco de la solicitud de cambio de definición; b) la autorización de los Gobiernos de los países miembros; y c) estudios técnicos y económicos que soporten la solicitud de cambio de definición. A continuación, se procederá con el análisis respectivo del cumplimiento de la regulación regional para cada solicitud de la siguiente forma:

**a) Recomendación emitida por el EOR**

El numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER, estipula que los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el numeral I2.1 del mismo anexo, serán solicitados por la EPR al EOR, quien deberá revisar los estudios técnicos y económicos con los cuales dicha empresa soporta la solicitud de cambio, debiendo enviar dicho operador sus recomendaciones a la CRIE.

Al respecto, el EOR mediante la nota EOR-PJD-05-06-2024-023 cumplió con remitir las recomendaciones correspondientes, las cuales se abordarán más adelante en el análisis que se realiza a los referidos estudios que soportan las solicitudes.

**b) Sobre la autorización de los Gobiernos de los países miembros**

Con respecto a la autorización del cambio de definición de la Línea SIEPAC por parte de los Gobiernos de los países miembros del Mercado Eléctrico Regional, el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER establece que dicha definición, solo podrá ser cambiada por la CRIE con la autorización de los Gobiernos de los Países Miembros. Para cumplir con dicho requerimiento, la EPR adjuntó la nota del CDMER No. CDMER 2024-0207a, del 6 de febrero de 2024, en donde comunica lo siguiente:

***“Resolución No. 4-CDMER/114***

***(...) 4.3 Del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino (...)***

*(...) 1) Emitir la autorización de los Gobiernos de América Central al cambio en la definición de la Línea SIEPAC solicitada por el Agente Transmisor EPR, de conformidad al artículo I2.1 del Anexo I del libro III del RMER (...) para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua, con lo cual la nueva configuración de esta Línea sería:*

País	Tramo	Longitud aproximada (km)
Honduras	Agua Caliente – Frontera Nicaragua (1º y 2º circuitos)	61
Nicaragua	Frontera Honduras – SE Sandino (1º y 2º circuitos)	117.5



y la configuración adicional de bahías en las subestaciones mencionadas sería:

País	Subestación	Bahía de conexión hacia	2º Circuito	
Honduras	Agua Caliente	Sandino	1	EPR
Nicaragua	Sandino	Agua Caliente	1	EPR

2) Notificar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), al Ente Operador Regional (EOR) y a la Empresa Propietaria de la Red (EPR).

**(...) 4.4 Del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones de la Virgen y Fortuna (...)**

(...) “1) Emitir la autorización de los Gobiernos de América Central al cambio en la definición de la Línea SIEPAC solicitada por el Agente Transmisor EPR, de conformidad al artículo I2.1 del Anexo I del libro III del RMER (...) para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen en Nicaragua y Fortuna en Costa Rica, con lo cual la nueva configuración de esta Línea sería:

País	Tramo	Longitud aproximada (km)
Nicaragua	SE La Virgen – Frontera Costa Rica (1º y 2º circuitos)	32
Costa Rica	Frontera Nicaragua – SE Fortuna (1º y 2º circuitos)	91.3
	SE Fortuna – SE Cañas (1er Circuito)	38.4

y la configuración adicional de bahías en las subestaciones mencionadas sería:

País	Subestación	Bahía de conexión hacia	2º Circuito	
			No.	Propietario
Nicaragua	La Virgen	Fortuna	1	EPR
Costa Rica	Fortuna	La Virgen	1	EPR

2) Notificar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), al Ente Operador Regional (EOR) y a la Empresa Propietaria de la Red (EPR)”.

### **ANÁLISIS CRIE:**

Al respecto, tras revisar la documentación presentada por la EPR, se ha identificado que ambas solicitudes de cambio de definición de la Línea SIEPAC han cumplido con este requerimiento establecido en la regulación regional, ya que incluyen la autorización de los Gobiernos de los países miembros al cambio de definición solicitada por el Agente Transmisor EPR, para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen en Nicaragua y Fortuna en Costa Rica, así como el segundo circuito

entre las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua; lo anterior, según lo dispuesto en el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER, siendo este un requisito necesario para que la CRIE pueda cambiar la definición de la Línea SIEPAC establecida en el Numeral I2.1. del Anexo I del Libro III del RMER.

**c) Sobre los estudios técnicos y económicos que soportan la solicitud:**

El numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER, establece que antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el numeral I2.1 del mencionado cuerpo normativo, serán solicitados por la EPR al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE. Asimismo, el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER, establece que la definición de la Línea SIEPAC, indicada en el numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR; soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de los Gobiernos de los Países Miembros. A continuación, se procederá con el análisis respectivo del cumplimiento de la regulación regional en cuanto a los estudios técnicos y económicos para cada solicitud, de la siguiente forma:

**c.1) De la revisión de los estudios técnicos:**

**ARGUMENTOS EPR:**

Mediante la nota GGC-GG-2024-06-0415, la EPR presentó el informe denominado “*ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN AGUA CALIENTE SANDINO*” que contiene la descripción de las obras para la habilitación del segundo circuito de la Línea SIEPAC en el tramo “*Agua Caliente – Sandino*”, que consiste esencialmente en la instalación y tendido del conductor en el tramo del segundo circuito en las ménsulas disponibles de las torres de este tramo de la Línea SIEPAC en un estimado de 178.5 kilómetros de línea a un nivel de tensión de 230 kV, para lo cual deben suministrarse e instalarse los aisladores, conductores y todos los herrajes necesarios para la puesta en servicio del tramo indicado.

Además, se deberán construir dos (2) bahías de configuración de interruptor y medio (2 interruptores), una en la subestación Agua Caliente y la otra en la subestación Sandino, incluyendo en ambos casos los equipos asociados, tales como: interruptores, transformadores de instrumento, pararrayos y sistemas de protección, medición, control y comunicación.

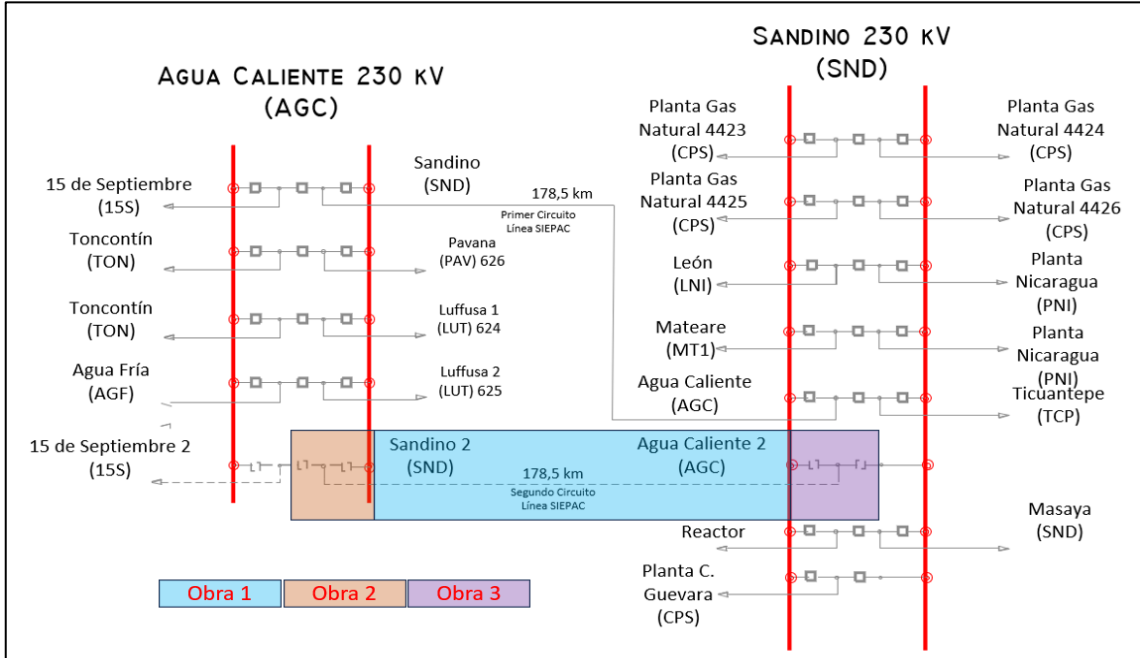
Con base en lo anterior, este proyecto comprende tres obras a construir que consisten en:

- Obra 1: Instalación del segundo conductor de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino.
- Obra 2: Una salida de Línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación Agua Caliente.

- **Obra 3:** Una salida de Línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación Sandino.

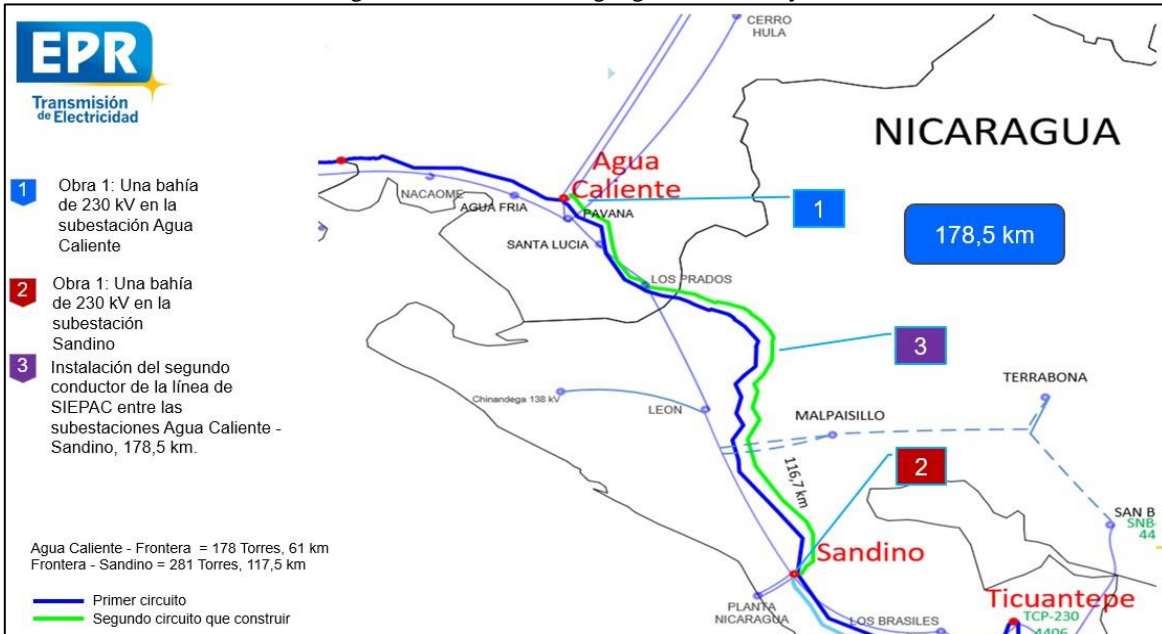
A continuación, se muestra en forma de unifilar el diseño general de la línea Agua Caliente – Sandino, segundo circuito de la Línea SIEPAC:

Figura No. 1. Descripción del diseño general Agua Caliente – Sandino, segundo circuito de la Línea SIEPAC



En la siguiente figura se muestra la ubicación geográfica del proyecto:

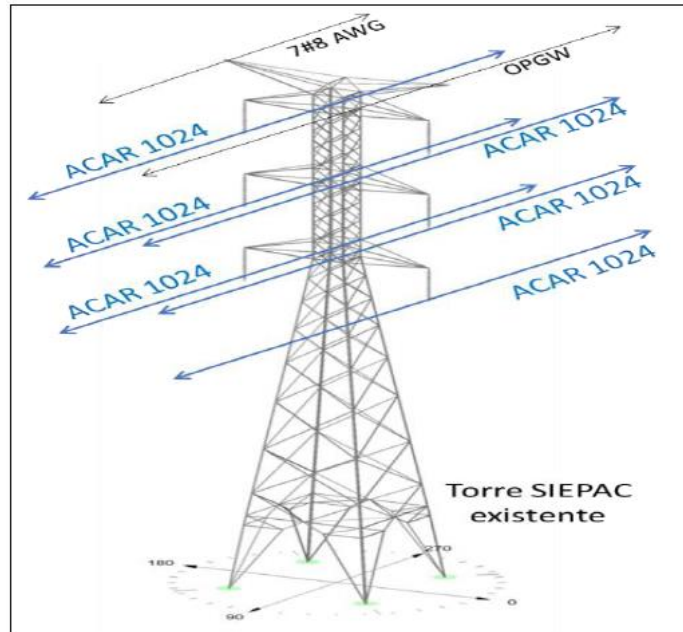
Figura No. 2. Ubicación geográfica del Proyecto



## Obra 1: Instalación del segundo conductor de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino

En la siguiente figura se muestra la instalación del segundo conductor de la línea entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino.

Figura No. 3. Tendido del segundo circuito de la Línea SIEPAC



En la instalación del segundo circuito se considera el conductor, las ménsulas, aisladores, herrajes, accesorios y el proceso de instalación, en la misma configuración y estándares del primer circuito de la Línea SIEPAC.

Las principales obras a ejecutar, y que en ningún caso fijan límites al trabajo que deberán realizar los contratistas en cada país, son las siguientes:

- Suministro de todos los materiales necesarios para la construcción de las obras y los repuestos solicitados por EPR, incluyendo las gestiones de internación, fletes y almacenamiento.
- Habilitación o construcción de los accesos a las estructuras.
- Limpieza y despeje de la franja de servidumbre.
- De existir casos excepcionales, replanteo de la ubicación de las estructuras.
- Revisión de las fundaciones y reinstalación de las puestas a tierra de las estructuras.
- Montaje de los conjuntos de suspensión y de anclaje para el conductor del segundo circuito.
- Tendido, tensado y engrapado de los conductores e instalación de sus accesorios y monitoreo de los cables del primer circuito y los cables de guarda.
- Montaje de esferas de señalización aérea (si corresponde).
- Pintado de señalización aérea de estructuras (si corresponde).

- Ejecución de las terminaciones (estructuras o pórticos que conectan la línea a la bahía de acceso).
- Habilitación de los caminos de acceso.

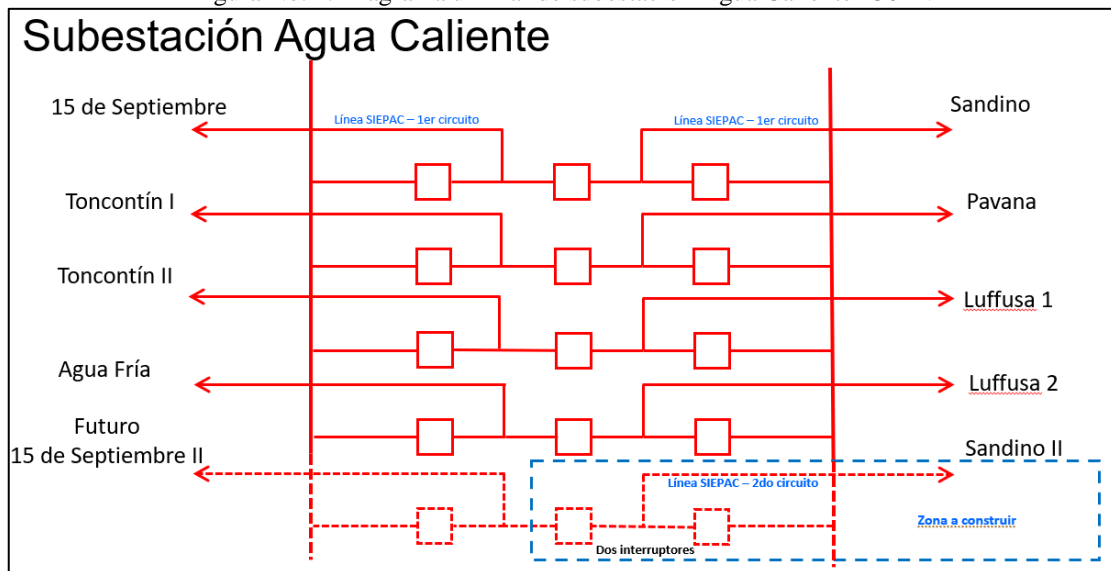
### Obra 2: Una salida de línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación Agua Caliente

La subestación Agua Caliente es una instalación existente y en operación comercial, que incluye:

- Cuatro (4) bahías en arreglo de interruptor y medio en 230 kV;
- Ocho (8) salidas de línea a 230 kV en servicio;
- Llegadas a los pórticos de la subestación de sendas líneas de transmisión en doble terna y varios circuitos en 230 kV;
- Casa de control equipada y provista de servicios auxiliares.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de la subestación Agua Caliente, donde se construirá una salida de línea (bahía 2 interruptores) en 230 kV en configuración interruptor y medio para la salida hacia la subestación Sandino:

Figura No. 4. Diagrama unifilar de subestación Agua Caliente 230 kV



### Obra 3: Una salida de Línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación Sandino

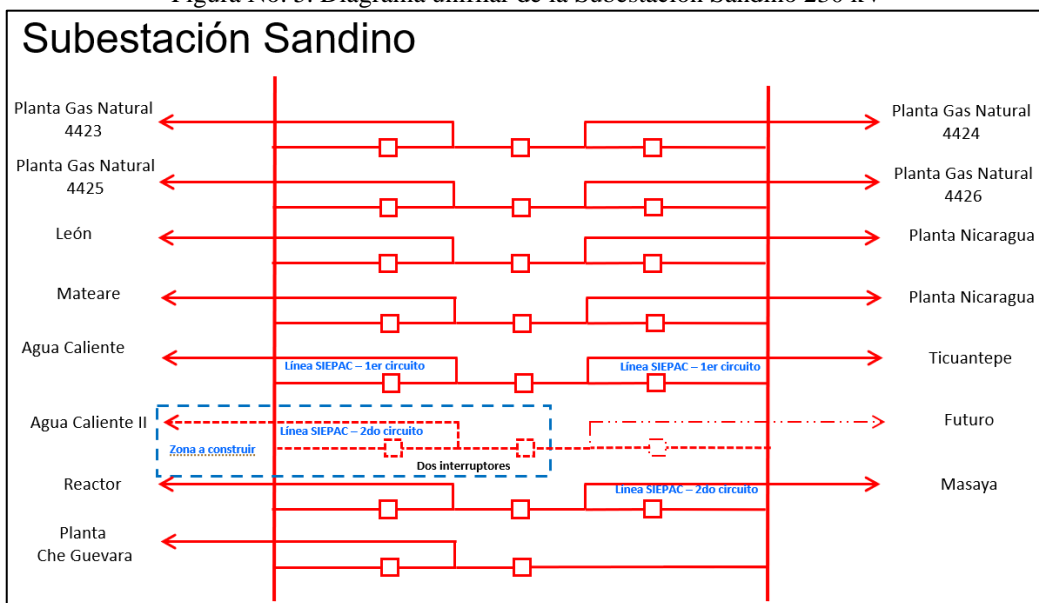
En la subestación Sandino se cuenta con el espacio físico para la construcción de la salida de línea hacia la subestación Agua Caliente (bahía 2 interruptores), hay disponibilidad del pórtico de la subestación, barras principales, sistema de drenajes y colectores, ductos y canastas para el tendido del cable de control, el espacio para la interconexión de la línea de transmisión, y en el edificio, existe el espacio para la instalación de tableros y la



disponibilidad de espacio en algunos tableros y gabinetes existentes para la instalación de dispositivos y accesorios para los sistemas de control, protección, medición, entre otros.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de la subestación Sandino, donde se construirá una salida de línea (bahía 2 interruptores) en 230 kV en configuración interruptor y medio para la salida del segundo circuito del tramo Agua Caliente – Sandino. Asimismo, se muestra una salida de línea futura.

Figura No. 5. Diagrama unifilar de la Subestación Sandino 230 kV



Asimismo, mediante la nota GGC-GG-2024-06-0416, la EPR presentó el informe denominado “ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN LA VIRGEN - FORTUNA” que contiene la descripción de las obras del proyecto “La Virgen – Fortuna”, segundo circuito de la Línea SIEPAC, que consiste en la construcción de 123.3 kilómetros de línea de alta tensión de 230 kV, a construirse en el brazo de la terna libre en las torres existentes de la Línea SIEPAC, para lo cual debe suministrarse e instalarse los aisladores, conductores y todos los herrajes necesarios para la puesta en servicio de la referida línea.

Además, se deberán construir dos (2) bahías de configuración de interruptor y medio (dos (2) interruptores), una en la subestación La Virgen y la otra en la subestación Fortuna, incluyendo en ambos casos los equipos tales como: interruptores, transformadores de instrumentos, pararrayos y sistemas de protección, medición, control y comunicación.

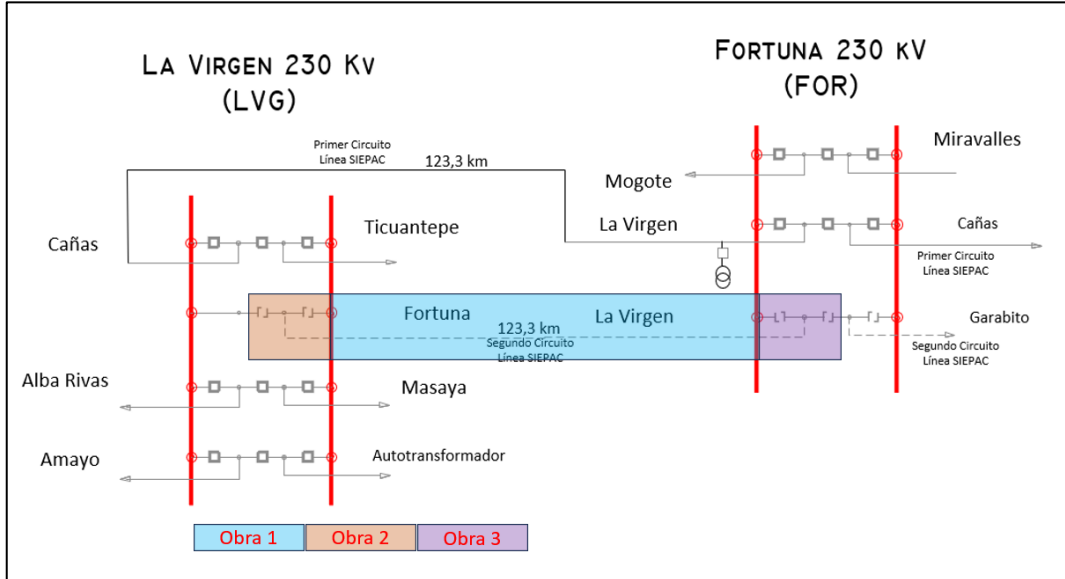
Con base en lo anterior, este proyecto comprende tres obras a construir que consisten en:

- Obra 1: Instalación del segundo conductor de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen y Fortuna.
- Obra 2: Una salida de Línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación La Virgen.

- **Obra 3:** Una salida de Línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación Fortuna.

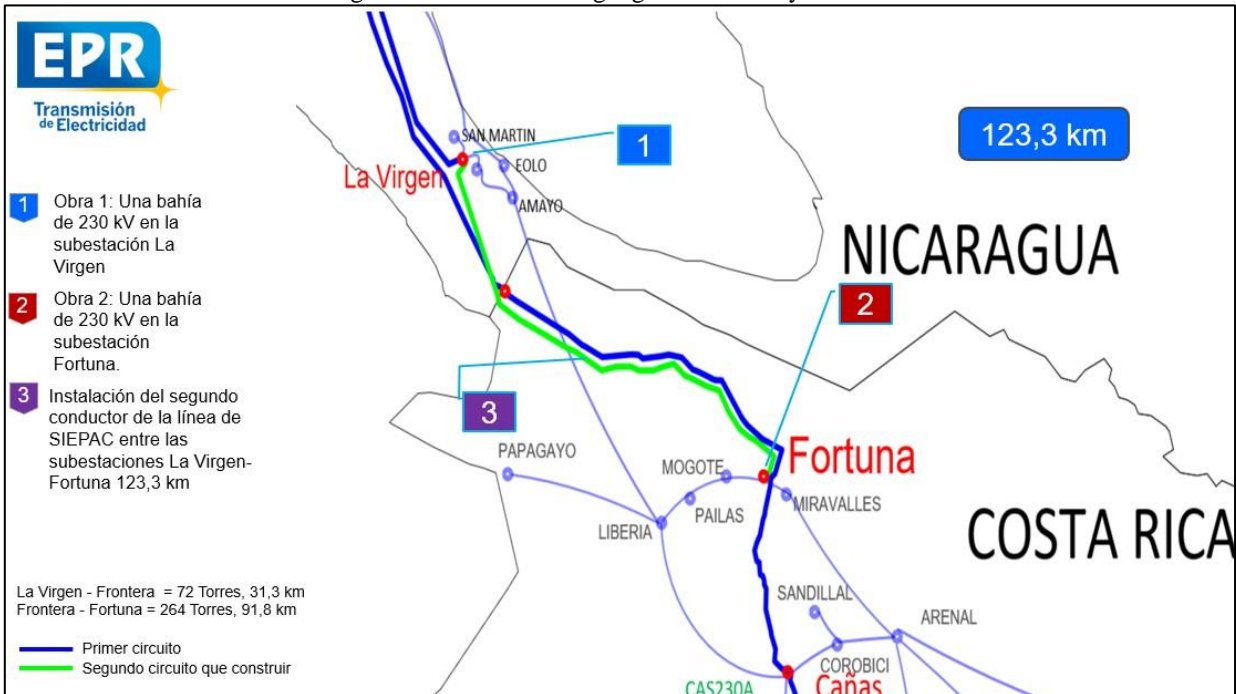
A continuación, se muestra en forma de unifilar el diseño general de la línea La Virgen – Fortuna, segundo circuito de la Línea SIEPAC:

Figura No. 6. Descripción del diseño general La Virgen – Fortuna, segundo circuito de la Línea SIEPAC



En la siguiente figura se muestra la ubicación geográfica del proyecto:

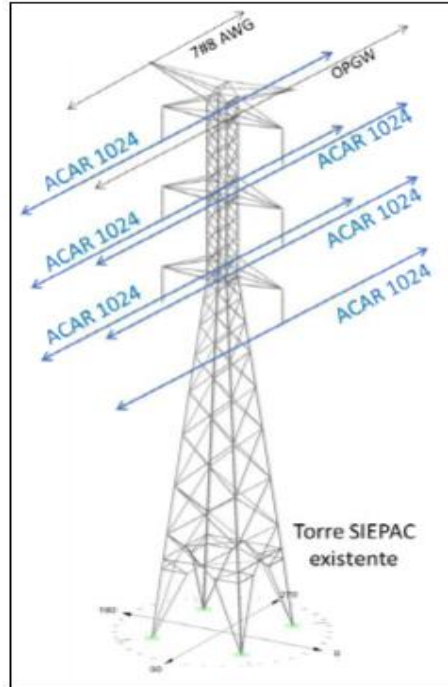
Figura No. 7. Ubicación geográfica del Proyecto



## Obra 1: Instalación del segundo conductor de la línea entre las subestaciones La Virgen y Fortuna

En la siguiente figura se muestra la instalación del segundo conductor de la línea entre las subestaciones La Virgen y Fortuna.

Figura No. 8. Tendido del segundo circuito de la Línea SIEPAC



En la instalación del segundo circuito se considera el conductor, las ménsulas, aisladores, herrajes, accesorios y el proceso de instalación, en la misma configuración y estándares de la actual Línea SIEPAC.

Las principales obras a ejecutar, y que en ningún caso fijan límites al trabajo que deberán realizar los contratistas en cada país, son las siguientes:

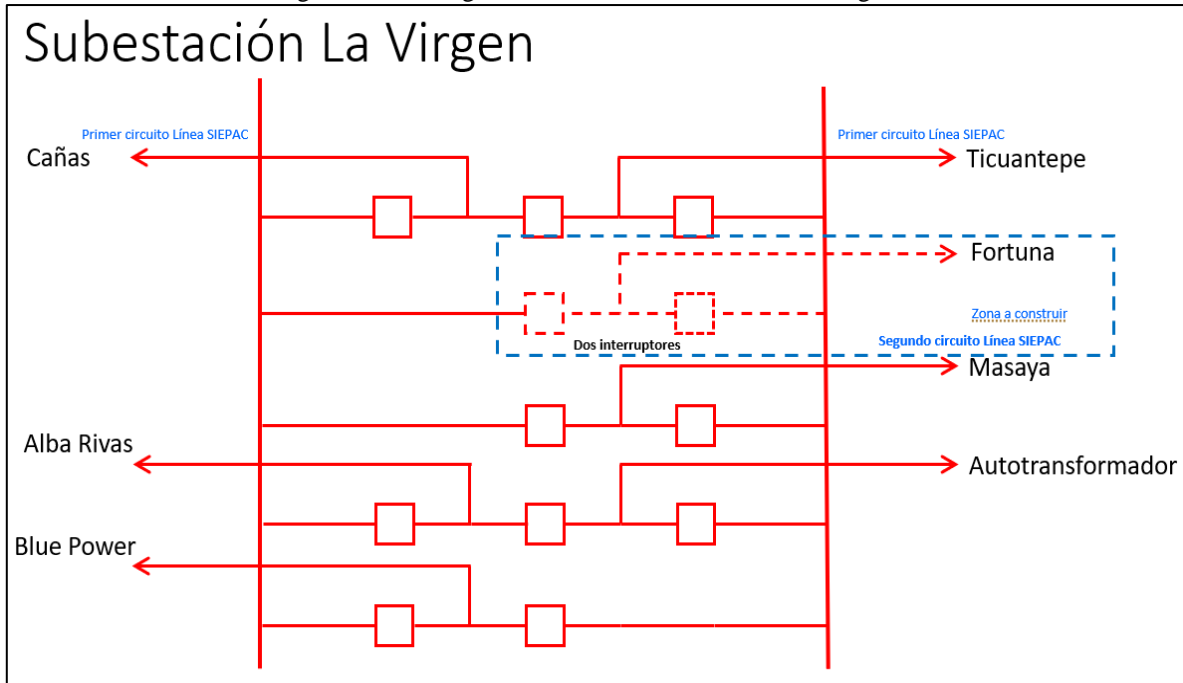
- Suministro de todos los materiales necesarios para la construcción de las obras, incluyendo las gestiones de internación, fletes y almacenamiento.
- Habilitación o construcción de los accesos a las estructuras.
- Limpieza y despeje de la franja de servidumbre.
- De existir casos excepcionales, replanteo de la ubicación de las estructuras.
- Revisión de las fundaciones y reinstalación de las puestas a tierra de las estructuras.
- Montaje de los conjuntos de suspensión y de anclaje para el conductor del segundo circuito.
- Tendido, tensado y engrapado de los conductores e instalación de sus accesorios y monitoreo de los cables del primer circuito y los cables de guardia.
- Montaje de esferas de señalización aérea (si corresponde).
- Pintado de señalización aérea de estructuras (si corresponde).

- Ejecución de las terminaciones (estructuras o pórticos que conectan la línea a la bahía de acceso).
- Habilitación de los caminos de acceso.

## Obra 2: Construcción de una bahía de 230 kV en la subestación La Virgen

La subestación La Virgen es una instalación existente cuyo diagrama unifilar se muestra a continuación:

Figura No. 9. Diagrama unifilar de Subestación La Virgen.



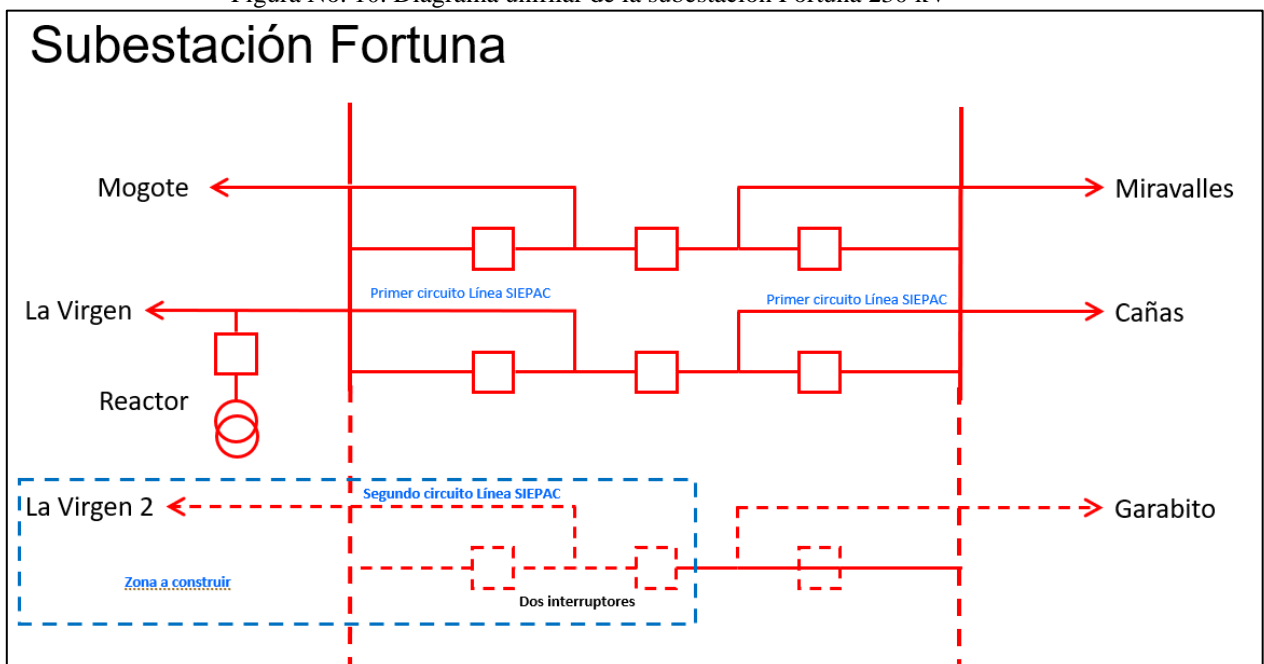
Está prevista la ampliación de la subestación, con una bahía en 230 kV en configuración de interruptor y medio para la salida del segundo circuito La Virgen - Fortuna constituida por dos interruptores de potencia, como se muestran en el unifilar anterior y será necesario además las siguientes obras anexas:

- Limpieza y conformación del terreno disponible;
- Construcción de estructuras menores y mayores para soporte de equipos;
- Instalación de cables de conexión de alta tensión y cableados de patio a caseta existente;
- Ampliación de malla de tierra y drenajes;
- Conexión con las instalaciones existentes;
- Equipo de protección, medición y telecomunicaciones, y su acomodamiento en la caseta existente;
- Suministro e instalación de todos los equipos de alta y baja tensión.

### Obra 3: Construcción de una bahía de 230 kV en la subestación Fortuna

La subestación Fortuna será construida por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y está formalmente incluida en su plan de expansión, concebida para interconectarse inicialmente, por iniciativa del ICE, al primer circuito de la Línea SIEPAC La Virgen Cañas. De acuerdo con lo establecido en el RMER, para el caso de conexiones a la Línea SIEPAC, el ICE deberá dejar disponible el espacio para el ingreso del segundo circuito, que es el que EPR usaría para la llegada de la línea del segundo circuito La Virgen - Fortuna. La EPR indica que la subestación será construida en una configuración convencional, según información proporcionada por el ICE a la EPR en reuniones de trabajo para coordinar los avances de la subestación Fortuna, tal como se muestra en el diagrama unifilar siguiente:

Figura No. 10. Diagrama unifilar de la subestación Fortuna 230 kV



Está prevista la ampliación de la subestación Fortuna, con una bahía en 230 kV en configuración de interruptor y medio para la salida hacia La Virgen, constituida por dos interruptores de potencia, como se muestran en el unifilar y será necesario además las siguientes obras:

- Limpieza y conformación del terreno disponible;
- Construcción de todos los pórticos mayores y menores;
- Canalización y colocación de cables;
- Construcción de malla de tierras, drenajes;
- Construcción de barras principales para conexión con las instalaciones existentes;
- Sistema de protección, medición, y telecomunicaciones;
- Casa o sala de control para albergar todo el equipo de protección, medición y telecomunicaciones (en caso de ser necesario);



- Suministro e instalación de todos los equipos de alta y baja tensión.

En caso de que el ICE decidiera cambiar a una configuración encapsulada en gas SF 6 conocida como GIS, por sus siglas en inglés, o que decidiera por sí mismo asumir la construcción a su costa de toda la subestación, la EPR estará actualizando la información al CDMER y la CRIE para solicitar ajustar el presupuesto como corresponda.

Respecto a los estudios técnicos, la EPR hace referencia al alcance técnico del estudio, describiendo en primer lugar los Lineamientos y Premisas del mismo, siendo dichos lineamientos de conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.3.2 del Libro III del RMER; entre ellos se resalta la consideración del agrupamiento de Ampliaciones de Transmisión Regional que muestren interdependencia funcional y operativa, para permitir el alcance del objetivo técnico de incrementar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM).

El estudio técnico también hace referencia a las Políticas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central, que el CDMER remitió mediante el oficio CDMER 2023-0412, del 12 de abril de 2023, donde la EPR extrae, entre otros aspectos, que las Ampliaciones a la Transmisión Regional de los tramos del segundo circuito de la Línea SIEPAC, deben considerar la planificación y ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Nacional (informadas y pendientes), aumentar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima y ser técnica y económicamente factibles.

Asimismo, hace referencia al uso de la prevista del segundo circuito de la Línea SIEPAC, indicando entre otros, que los tramos disponibles de la infraestructura prevista del segundo circuito de la Línea SIEPAC son considerados únicamente para incrementar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima por encima de los 300 MW.

Como parte del procedimiento, se realizaron estudios eléctricos simulando el funcionamiento en estado estable del Sistema Eléctrico Regional (SER) en condición normal del sistema y bajo contingencia sencilla (condición N y N-1), a fin de identificar las ampliaciones de transmisión que permitan incrementar la capacidad de transporte entre pares de países a un valor objetivo, cumpliendo los CCSD establecidos en la regulación regional.

Como resultado de los análisis realizados, en el estudio técnico se presenta una optimización de flujos de potencia esperados a través de las interconexiones, mostrando la probabilidad de que los flujos de potencia sean igual o excedan el valor de 300 MW, en sentido norte-sur y sur-norte en cada una de las interconexiones del SER, obteniéndose como resultado que los flujos de potencia a través de las interconexiones Costa Rica- Panamá, Nicaragua-Costa Rica y Honduras-Nicaragua muestran una alta probabilidad de exceder el valor de 300 MW en dirección de transferencia sur-norte; no así en sentido norte- sur, que en todas las interconexiones se muestran con muy baja probabilidad ese valor de referencia. De lo anterior se desprende que los resultados de los flujos de potencia a través de las interconexiones Costa Rica-Panamá, Nicaragua-Costa Rica y Honduras-Nicaragua podrán ser de al menos 450 MW en dirección de transferencia sur-norte.

Con base en lo anterior, los análisis se enfocaron en la simulación de transferencias de 450 MW en sentido sur-norte para determinar el comportamiento del SER ante una capacidad operativa de al menos 450 MW entre los países adyacentes Panamá-Costa Rica, Costa Rica-Nicaragua, y Nicaragua-Honduras.

Con respecto a la interconexión Nicaragua-Honduras, se concluye lo siguiente:

- Las sobrecargas en los tramos de interconexión con Nicaragua: Agua Caliente - Frontera (AGC-B624/FHS-230-1) y Prado - Frontera (PRD-B618/FNH-230-1), son provocadas por la contingencia de uno de los dos enlaces de interconexión, sobrecargando el enlace que queda en servicio y alcanzando sobrecarga de hasta 161%.
- Las sobrecargas en la línea 230 kV Pavana – Santa Lucía (PAV-B620/SLU-B637-1) son provocadas por la contingencia de una de las interconexiones entre los sistemas de Honduras y Nicaragua y por la contingencia de la línea 230 kV Agua Caliente-Prado, alcanzando sobrecarga de hasta el 130%.
- Asimismo, se indica que las sobrecargas en los tramos de interconexión con Honduras: Frontera – Sandino (SND-230/FHS-230-1), Malpaisillo - Frontera (FNH-230/MLP-230-1) y en la línea 230 kV Sandino – León I (SND-230/LNI-230-1), son provocadas por la contingencia de alguna de las interconexiones Nicaragua – Honduras, alcanzando sobrecarga de hasta 139%.

Como conclusión del estudio técnico, cuando se dan los flujos de transferencia de 450 MW Sur Norte, se producen sobrecargas que orientan hacia la ejecución de obras de transmisión para evitar las mismas, en particular se evidencia el beneficio de habilitar el segundo circuito de la Línea SIEPAC Agua Caliente – Sandino en 230 kV, ya que, al convertirse en una tercera interconexión entre Honduras y Nicaragua, evita las sobrecargas identificadas.

Por otra parte, con relación a la interconexión Costa Rica-Nicaragua, se han obtenido las siguientes conclusiones:

- Las sobrecargas en los tramos de interconexión con Costa Rica: Frontera – La Virgen (FCS-230/LVG-230-1) y Frontera – Amayo (FNC-230/AMY-230-1), y en la línea 230 kV Amayo – Alba Rivas (AMY-230/ABR-230-1), son provocadas por la contingencia de alguna de las interconexiones Nicaragua – Costa Rica, alcanzando sobrecarga de hasta 129%.
- Las sobrecargas en la línea 230 kV La Virgen – Alba Rivas (LVG-230/ABR-230-1) son provocadas por la contingencia de alguno de las interconexiones Nicaragua – Costa Rica, o contingencia de la línea 230 kV Masaya-Eolo, alcanzando sobrecarga de hasta 115%.
- Las sobrecargas en los tramos de interconexión con Nicaragua: Frontera – Fortuna (FCS-230/FIC-FOR230-10) y Frontera – Orosí (FNC-230/FIC-ORO-1), son provocadas por la contingencia de alguno de las interconexiones Nicaragua – Costa Rica, alcanzando sobrecarga de hasta 131%. Esta sobrecarga se produce cuando el sistema de Costa Rica se encuentra exportando o porteando 450 MW, por lo cual se considera que habilitar el

segundo circuito Fortuna-Frontera Nicaragua en el segundo circuito del SIEPAC evita esta sobrecarga.

Finalmente, la EPR también concluye de los análisis técnicos que cuando se dan los flujos de transferencia de 450 MW Sur Norte, se producen sobrecargas que orientan hacia la ejecución de obras de transmisión para evitar las mismas, en particular se evidencia el beneficio de habilitar el segundo circuito de la Línea SIEPAC La Virgen – Fortuna en 230 kV, ya que, al convertirse en una tercera interconexión entre Nicaragua y Costa Rica, evita las sobrecargas identificadas.

### **ARGUMENTOS EOR:**

El 5 de junio de 2024, el EOR remitió a la CRIE la nota No. EOR-PJD-05-06-2024-023 y documentos anexos, lo anterior en atención a lo establecido en el numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER. Al respecto, debe indicarse que el EOR revisó los estudios técnicos y económicos presentados por la EPR para los proyectos denominados “Segundo circuito de la línea SIEPAC “Agua Caliente - Sandino” (interconexión Honduras - Nicaragua) y Segundo circuito de la línea SIEPAC “La Virgen - Fortuna” (interconexión Nicaragua-Costa Rica),” y determinó, entre otros, lo siguiente:

*“1. El estudio técnico, demuestra que el Segundo circuito de la Línea SIEPAC “Agua Caliente – Sandino” (interconexión Honduras - Nicaragua), permitirá incrementar la capacidad operativa entre Nicaragua y Honduras, alcanzando valores de al menos 450 MW, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, lo cual representa el beneficio técnico atribuible a la ampliación propuesta por la EPR. // 2. El estudio técnico, demuestra que el Segundo circuito de la línea SIEPAC “La Virgen – Fortuna” (interconexión Nicaragua-Costa Rica), permitirá incrementar la capacidad operativa entre Costa Rica y Nicaragua, alcanzando valores de al menos 450 MW, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, lo cual representa el beneficio técnico atribuible a la ampliación propuesta por la EPR.”*

Respecto a la revisión de los estudios técnicos presentados por la EPR, el EOR en el “**INFORME DE REVISIÓN DE LOS ESTUDIOS TÉCNICOS – ECONÓMICOS DE LA SOLICITUD DE CAMBIO DE DEFINICIÓN DE LA LÍNEA SIEPAC PARA LA INCLUIR LAS NUEVAS LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN:** 1) Segundo circuito de la línea SIEPAC Agua Caliente – Sandino (interconexión Honduras – Nicaragua) 2) Segundo circuito de la línea SIEPAC La Virgen – Fortuna (interconexión Nicaragua – Costa Rica)”, indicó, entre otros, lo siguiente:

- *Estos análisis están enfocados en determinar las ampliaciones de transmisión regional necesarias para habilitar una capacidad operativa mínima de 450 MW en sentido sur-norte, entre los sistemas de Costa Rica – Nicaragua y Nicaragua – Honduras.*

- *Condiciones de transferencias de potencia analizadas. Los análisis para identificar las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM se enfocaron en la simulación de transferencias de 450 MW en sentido sur-norte para determinar las ampliaciones que permitan habilitar una capacidad operativa de al menos 450 MW entre los países adyacentes Costa Rica-Nicaragua, y Nicaragua-Honduras.*
- *El enfoque del análisis de las transferencias se sustentó en los intercambios entre países, resultantes de la expansión de la generación regional, que indicó que, en todos los escenarios analizados en el estudio de la planificación regional realizado en el 2023 por el EOR, los flujos de potencia a través de las interconexiones Costa Rica-Panamá, Nicaragua-Costa Rica y Honduras-Nicaragua muestran una alta probabilidad de exceder el valor de 300 MW en dirección de transferencia sur-norte; no así en sentido norte- sur, que en todas las interconexiones se muestran con muy baja probabilidad ese valor de referencia.”*

Para los años comprendidos entre 2024 y 2033, se analizaron transferencias de potencia en sentido sur-norte, bajo escenarios de demanda máxima, media y mínima, en condiciones estacionales de verano e invierno. En la siguiente tabla se resume la participación de los países en los casos de intercambio simulados.

Tabla 1. Intercambios simulados

<b>Sistema</b>	<b>Exporta</b>	<b>Portea</b>	<b>Importa</b>
<b>Panamá</b>	450 MW	0	0
<b>Costa Rica</b>	450 MW	450 MW	0
<b>Nicaragua</b>	0	450 MW	150MW / 300 MW
<b>Honduras</b>	0	150 MW	300 MW
<b>El Salvador</b>	0	0	150

Fuente: Informe de revisión de los estudios técnicos – económicos de la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC para incluir las nuevas líneas de interconexión.

Los criterios aplicados fueron los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, particularmente los criterios de seguridad ante contingencias simples.

Al simular transferencias de 450 MW en sentido sur-norte se reportan las siguientes sobrecargas en condición de contingencia sencilla.

## Resumen de Resultados con Transferencias sur-norte Nicaragua - Honduras:

Tabla 2. Nicaragua – Análisis con transferencias de 450 MW Nicaragua - Honduras – Máximas sobrecargas - [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	SND-230/FHS-230-1	230	374	139	138	139	138	139	138	139	137
2	FNH-230/MLP-230-1	230	414		119	119	119	120	120	124	119
3	LNI-230/FNH-230-1	230	374	131							
4	SND-230/LNI-230-1	230	374	105							

Tabla 3. Honduras – Análisis con transferencias de 450 MW Nicaragua - Honduras – Máximas sobrecargas - [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	AGC-B624/FHS-230-1	230	374	139	138	139	138	139	138	139	137
2	PRD-B618/FNH-230-1	230	317.3	154	154	155	155	156	156	161	154
3	PAV-B620/SLU-B637-1	230	317.3	130							

Con transferencias de 450 MW en sentido sur-norte entre Nicaragua y Honduras, las sobrecargas reportadas son provocadas por la contingencia de uno de los dos enlaces de interconexión existentes (Agua Caliente – Sandino o Prados-León I).

La adición de un nuevo enlace de interconexión Agua Caliente – Sandino evita que se produzcan sobrecargas ante contingencias sencillas, considerando transferencias de 450 MW.

## Resumen de Resultados con Transferencias sur-norte Costa Rica - Nicaragua:

Tabla 4. Costa Rica – Análisis con transferencias de 450 MW Costa Rica - Nicaragua – Máximas sobrecargas - [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	Transferencia	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	FCS-230/FIC-FOR230-10	371	Exporta	127	126	126	125	125	125	125	125
			Porteo	130	129	130	127	129	130	130	127
2	FNC-230/FIC-ORO-1	390	Exporta						118	118	117
			Porteo						121	121	119



Tabla 5. Nicaragua – Análisis con transferencias de 450 MW Costa Rica - Nicaragua – Máximas sobrecargas - [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	Transferencia	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	FCS-230/LVG-230-1	230	374	Importa	126	125	125	123	124	124	124	123
				Porteo	129	128	129	126	128	129	129	126
2	FNC-230/AMY-230-1	230	374	Importa	124	123	123	122	123	123	122	122
				Porteo	127	126	127	125	126	126	126	124
5	LVG-230/ABR-230-1	230	374	Importa							103	102
				Porteo				106	108	109	115	110
6	AMY-230/ABR-230-1	230	374	Porteo							106	105
9	TCP-138/STG-GIS-138-1	138	150	Importa							109	109
				Porteo							110	106

Las sobrecargas en los tramos de interconexión Costa Rica - Nicaragua: Frontera – La Virgen (FCS-230/LVG-230-1), Frontera – Amayo (FNC-230/AMY-230-1), Frontera – Fortuna (FCS-230/FIC-FOR230-10) y Frontera – Orosí (FNC-230/FIC-ORO-1), así como en la línea 230 kV Amayo – Alba Rivas (AMY-230/ABR-230-1 y La Virgen – Alba Rivas (LVG-230/ABR-230-1), son provocadas por la contingencia de alguna de las interconexiones existentes entre Nicaragua –Costa Rica, o contingencia de la línea 230 kV Masaya-Eolo.

Con transferencias de 450 MW en sentido sur-norte entre Costa Rica y Nicaragua, las sobrecargas reportadas son provocadas por la contingencia de uno de los dos enlaces de interconexión existentes (Agua Caliente – Sandino o Prados-León I).

La adición de un nuevo enlace de interconexión La Virgen - Fortuna evita que se produzcan sobrecargas ante contingencias sencillas, considerando transferencias de 450 MW.

**Capacidad operativa considerando el Segundo circuito de la Línea SIEPAC “Agua Caliente – Sandino” y Segundo circuito de la línea SIEPAC “La Virgen – Fortuna”**

La incorporación de estos segundos circuitos se ha considerado a partir del año 2027, teniendo en cuenta como supuesto que se han ejecutado y puesto en servicio las obras de transmisión previstas a desarrollarse según los planes de expansión nacionales, y las ampliaciones nacionales necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, estas últimas identificadas por el EOR.

Tabla 6. Capacidad Operativa estimada Nicaragua – Honduras [MW], Norte - Sur

Año / Estación-Demanda	VER-MAX	VER-MED	VER-MIN	INV-MAX	INV-MED	INV-MIN
2026	100	300	290	20	300	290
2027	500	640	550	390	640	350
2028	330	520	520	390	480	500
2029	300	640	560	360	640	480
2030	300	400	400	360	640	440
2031	310	410	620	310	610	370
2032	300	390	570	320	640	460
2033	310	380	610	330	370	360

Tabla 7. Capacidad Operativa estimada Nicaragua – Honduras [MW], Sur – Norte

Año / Estación-Demanda	VER-MAX	VER-MED	VER-MIN	INV-MAX	INV-MED	INV-MIN
2026	110	30	110	110	30	110
2027	370	450	520	310	450	520
2028	300	520	480	250	450	480
2029	360	520	520	310	520	520
2030	330	510	520	310	420	520
2031	320	430	520	290	410	520
2032	330	410	520	290	410	520
2033	340	400	520	300	390	520

Tabla 8. Capacidad Operativa estimada Costa Rica – Nicaragua [MW], Norte - Sur

Año / Estación-Demanda	VER-MAX	VER-MED	VER-MIN	INV-MAX	INV-MED	INV-MIN
2026	320	320	320	330	330	330
2027	380	590	420	320	530	580
2028	310	530	370	260	460	500
2029	370	360	270	320	530	600
2030	340	360	280	320	530	590
2031	330	370	250	290	510	560
2032	340	350	240	290	520	590
2033	350	350	240	300	500	600

Tabla 9. Capacidad Operativa estimada Costa Rica – Nicaragua [MW], Sur - Norte

Año / Estación-Demanda	VER-MAX	VER-MED	VER-MIN	INV-MAX	INV-MED	INV-MIN
2026	350	360	360	370	370	370
2027	390	450	580	560	640	590
2028	430	510	590	550	660	600
2029	510	590	660	580	680	660
2030	480	500	670	560	680	630
2031	420	470	670	590	680	680
2032	440	450	670	580	690	690
2033	470	480	680	540	690	680

Los valores menores a 450 MW se deben a limitaciones del despacho de generación en alguno de los países bajo intercambio.

Adicionalmente, en las figuras siguientes se ilustran las capacidades operativas que se podrán alcanzar entre Honduras y Nicaragua y entre Nicaragua y Costa Rica, incorporando la ampliación de transmisión relativa al segundo circuito de la Línea SIEPAC “*Agua Caliente – Sandino*” (interconexión Honduras – Nicaragua) y el segundo circuito de la Línea SIEPAC “*La Virgen – Fortuna*” (interconexión Nicaragua-Costa Rica).

Figura 11. Capacidad operativa estimada Honduras – Nicaragua, incorporando la ampliación Segundo circuito de la Línea SIEPAC “*Agua Caliente – Sandino*” - MW

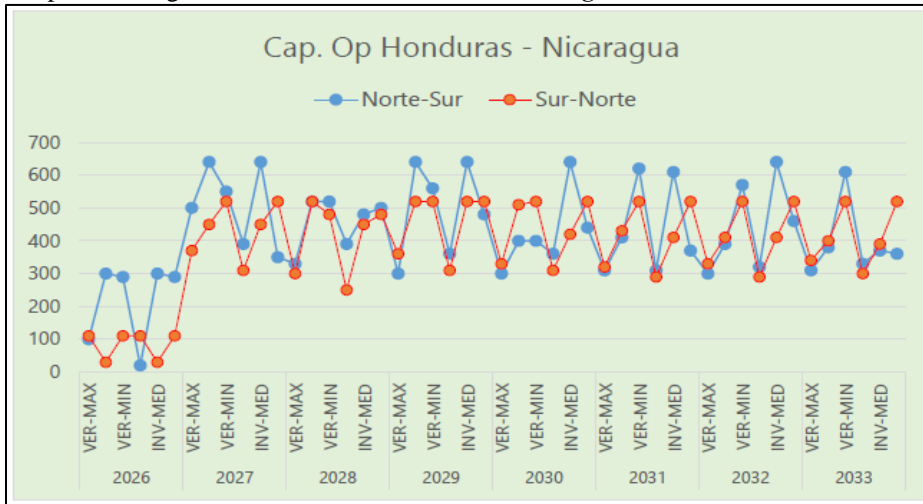
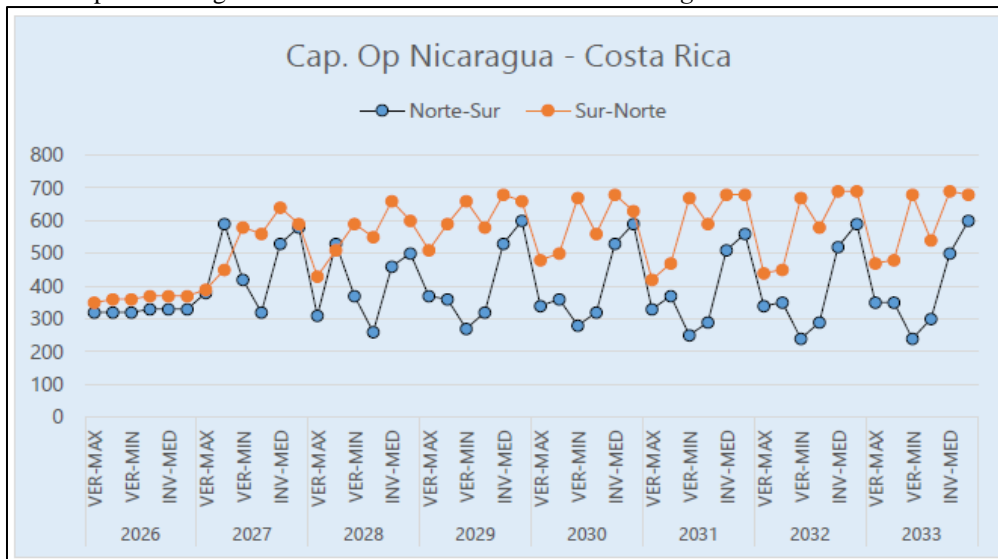


Figura 12. Capacidad operativa estimada Nicaragua – Costa Rica, incorporando la ampliación Segundo circuito de la Línea SIEPAC “*La Virgen – Fortuna*” - MW



De la evaluación de los estudios técnicos presentados por la EPR, el EOR llega a las siguientes conclusiones:

*“1. (...) al incorporar la nueva interconexión Segundo circuito de la línea SIEPAC Agua Caliente - Sandino, la capacidad operativa entre Honduras –Nicaragua podrá superar la capacidad operativa mínima de 300 MW, alcanzando valores en el rango de 450 MW y 650 MW.*

*2. (...) al incorporar la nueva interconexión Segundo circuito de la línea SIEPAC La Virgen - Fortuna, la capacidad operativa entre Nicaragua – Costa Rica podrá superar la capacidad operativa mínima de 300 MW, alcanzando valores en el rango de 450 MW y 650 MW.*

*3. (...) la incorporación de las nuevas líneas de interconexión Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘Agua Caliente – Sandino’ (interconexión Honduras – Nicaragua) y Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘La Virgen – Fortuna’ (interconexión Nicaragua-Costa Rica), darán un beneficio técnico a la Red de Transmisión Regional por el incremento de la capacidad operativa de transmisión. (...) (lo resaltado es propio).*

*(...) los beneficios técnicos asociados a las ampliaciones de transmisión Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘Agua Caliente – Sandino’ (interconexión Honduras – Nicaragua) y Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘La Virgen – Fortuna’ (interconexión Nicaragua-Costa Rica),, (sic) dependen de la ejecución oportuna de las obras de transmisión previstas a desarrollarse según los planes de expansión nacionales, y las ampliaciones nacionales necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, identificadas por el EOR en el marco de la planificación regional.”*

#### **ANÁLISIS CRIE:**

Respecto a los proyectos, se cuenta con la descripción de las obras a desarrollar para habilitar el segundo circuito en la Línea SIEPAC correspondiente al tramo “*Agua Caliente – Sandino*”, longitud estimada de 178.5 kilómetros, a 230 kV; siendo necesario la construcción de una salida de línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación Agua Caliente y una salida de línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación Sandino, se prevé que las ampliaciones en ambas subestaciones cuenten con bahías en configuración de interruptor y medio. Ahora bien, tanto para la línea como para las salidas de línea se describen de manera general los suministros de conductores, herrajes y equipamiento correspondiente.

Asimismo, se cuenta con la descripción de las obras a desarrollar para habilitar el segundo circuito en la Línea SIEPAC correspondiente al tramo “*La Virgen – Fortuna*”, longitud estimada de 123.3 kilómetros, a 230 kV; siendo necesario la construcción de una salida de línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación La Virgen y una salida de línea (Bahía con 2 interruptores) de 230 kV en la subestación Fortuna, se prevé que las ampliaciones en ambas subestaciones cuenten con bahías en configuración de interruptor y medio. Ahora bien, tanto para la línea como para las salidas de línea se describen de manera general los suministros de conductores, herrajes y equipamiento correspondiente. Se hace la acotación de que en el caso de las obras a realizar por parte de la EPR en la subestación

Fortuna, dependerá de lo que el ICE decida en cuanto a la tecnología a utilizar en la subestación y si asumirá la construcción de la salida de línea a su costa.

Ahora bien, partiendo del supuesto de que las obras de transmisión previstas a desarrollarse según los planes de expansión nacionales, y las ampliaciones nacionales necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, identificadas por el EOR, hayan sido ejecutadas, se puede observar que en los análisis eléctricos contenidos en los documentos denominados “*ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN AGUA CALIENTE SANDINO*” y “*ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN LA VIRGEN – FORTUNA*”, presentados por la EPR, se advierte que las obras solicitadas por la EPR, siendo éstas la incorporación del segundo circuito de la Línea SIEPAC en el tramo “Agua Caliente – Sandino” y el segundo circuito de la Línea SIEPAC en el tramo “*La Virgen – Fortuna*”, cumplen con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, y se supera la COIIM alcanzando valores de capacidad operativa de transmisión en dirección sur-norte en el rango de 450 MW y 650 MW, entre Honduras –Nicaragua y entre Nicaragua – Costa Rica, así como valores máximos de capacidad operativa de transmisión en dirección norte-sur por el orden de 600 MW, entre Honduras –Nicaragua y entre Nicaragua – Costa Rica.

Por lo antes expuesto, partiendo del supuesto de que las obras de transmisión previstas a desarrollarse según los planes de expansión nacionales, y las ampliaciones nacionales necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, identificadas por el EOR hayan sido ejecutadas, se concluye que el estudio técnico presentado por la EPR y revisado por el EOR, demuestra que con la incorporación de los proyectos asociados a la instalación del segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente, en Honduras y Sandino, en Nicaragua y del segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen, en Nicaragua y Fortuna, en Costa Rica, permitirá alcanzar una capacidad operativa de transmisión en dirección sur-norte con valores en el rango de 450 MW a 650 MW, así como valores máximos de capacidad operativa de transmisión en dirección norte-sur por el orden de 600 MW, entre Honduras –Nicaragua y entre Nicaragua – Costa Rica, a partir del año 2027 o 2028, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, aplicables a este tipo de análisis.

### **c.2) De la revisión de los estudios económicos:**

#### **ARGUMENTOS EPR:**

Mediante las notas GGC-GG-2024-06-0415 y GGC-GG-2024-06-0416, la EPR presentó los estudios con la evaluación económica dentro de los informes denominados “*ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN AGUA CALIENTE SANDINO*” y “*ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN LA VIRGEN – FORTUNA*”, a través de los cuales se hace referencia primeramente a los criterios o lineamientos que se han utilizado en la evaluación económica de conformidad al numeral 10.3.5.6 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Asimismo, indica las premisas que se han utilizado, siendo



entre otras, la Tasa de Descuento regional de 12.99% de conformidad con lo establecido en la resolución CRIE-02-2023, la vida útil de las ampliaciones de transmisión de 30 años y la definición del año 2028 para la entrada en servicio de las instalaciones.

Luego como resultado, la EPR presenta el cálculo del Excedente de los Consumidores, el Excedente de los Generadores, el Beneficio neto de los Consumidores y el Beneficio neto de los Generadores, todos ellos por país. Además, la EPR presenta el cálculo por país del valor presente de los Costos Incrementales.

Del análisis de la evaluación económica, la EPR concluye, entre otras cosas, lo siguiente:

- En particular para este estudio, de acuerdo con lo establecido en el literal e) del numeral 10.3.3.2 del Libro III del RMER, no es posible dissociar una sola obra para que de manera única pueda mostrar beneficios económicos de la obra por sí sola.
- Las obras del segundo circuito de la línea SIEPAC en el tramo Agua Caliente-Sandino, cumplen de manera satisfactoria con todos los parámetros establecidos en el RMER para ser considerada como una obra de beneficio regional.
- Las obras del segundo circuito de la línea SIEPAC en el tramo La Virgen-Fortuna cumplen de manera satisfactoria con todos los parámetros establecidos en el RMER para ser considerada como una obra de beneficio regional.
- No existe impedimento regulatorio, para que por la vía de lo establecido en el Anexo I del Libro III del RMER las obras antes mencionadas, puedan ser aprobadas para su ejecución como cambio de definición.

### **Presupuesto estimado de las obras:**

La EPR señala que el presupuesto de las obras es una estimación de los costos calculados por el EOR, por lo cual pueden no corresponder, al finalizar el proyecto considerando los gastos reales que se realicen, esto tomando en cuenta, entre otros, los siguientes factores:

- Durante el proceso de aprobación, así como la etapa de preparación y adjudicación de los procesos de compra y contratación de servicios pueden ocurrir imprevistos de gran magnitud de fuerza mayor, como ha sucedido recientemente en el mundo con los conflictos de guerra que impactan en general los precios mundiales de materias primas (petróleo, hierro, cobre, etc.) o disponibilidad de elementos o componentes electrónicos.
- Problemas de logística de transportes marítimos de bienes importados fuera de la región, como sucedió en la reciente pandemia del COVID 19 o recientemente con las guerras y factores ambientales que están afectando el transporte marítimo por el Canal de Suez y Canal de Panamá.
- Imprevistos con los propietarios de los terrenos ya que, aunque se tengan servidumbres inscritas, para la introducción de maquinaria de trabajo será necesario rehabilitar caminos de acceso, gestionar permisos con otros propietarios, pago de daños, corte y compensación de árboles etc.
- Costo de los terrenos de las subestaciones existentes: EPR ha previsto como condición indispensable que el transmisor local permita usar los terrenos disponibles sin ningún costo, lo cual es compatible con que estos activos ya los pagó el usuario final en las tarifas

locales que cobran los transmisores locales, por tanto, NO corresponde que EPR adquiera estos terrenos a un costo, cuando son propiedad existente de los transmisores locales nacionales. En el caso que durante el proceso de ejecución esta condición fuera variando dicha situación será informada a CRIE para solicitar el ajuste correspondiente.

- Otros requerimientos o condicionamientos que puedan solicitar las empresas de transmisión nacional u otros agentes involucrados, particularmente en situaciones donde EPR tiene que realizar modificaciones a instalaciones existentes, a manera de ejemplo en la salida de la subestación Agua Caliente donde será necesario modificar las salidas de líneas existentes.

Por lo anterior, el presupuesto de las obras se considera una estimación que se puede tomar como una buena referencia, sin embargo, el mismo tampoco considera aspectos tales como por ejemplo tributos y costos financieros.

Así las cosas, la EPR anota que el costo final del proyecto será el que se logre derivado de los procesos de compras de los bienes y contratación de servicios bajo procesos competitivos que serán transparentes, siguiendo las disposiciones contenidas en el Reglamento de Contrataciones de la EPR y que se pondrán a disposición de CRIE para ser auditados en todo el proceso; por lo cual, EPR considera que este lineamiento garantizaría que el costo final del proyecto será el más conveniente y eficiente posible.

Por tanto, la EPR indica que en cuanto al presupuesto para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua, este corresponde a una estimación preliminar de los costos directos establecida por el EOR por la suma de USD25.591 millones, por lo cual variará y requerirá de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los procesos de licitación y contratación, de los cuales se mantendrá informada a la CRIE para las autorizaciones correspondientes.

Por lo anterior, y en caso de que no se tengan los imprevistos mayores ya referidos, EPR considera que los proyectos podrán ejecutarse con el presupuesto que se presenta a continuación:

Tabla No. 10. Descripción del diseño general Agua Caliente – Sandino, segundo circuito de la Línea SIEPAC

No.	Descripción	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva línea 230 kV Agua Caliente-Frontera SE Sandino - 374 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	374	61	2027	9.928
2	Construcción de nueva línea 230 kV SE Sandino-Frontera de 374 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	374	117.5	2027	15.663
					MUS\$	25.591*

\*No se consideran tributos ni costos financieros

Tabla 10. Nota: Información extraída del informe remitido por la EPR, denominado “Estudio técnico económico proyecto segundo circuito Línea SIEPAC en Agua Caliente – Sandino”.

Asimismo, la EPR señala que en cuanto al presupuesto para la instalación del segundo circuito entre las subestaciones La Virgen - Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, este corresponde a una estimación preliminar de los costos directos establecida por el EOR por la suma de USD19.753 millones, por lo cual variará y requerirá de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los procesos de licitación y contratación, de los cuales se mantendrá informada a la CRIE para las autorizaciones correspondientes.

De igual manera, en caso de que no se tengan los imprevistos mayores ya referidos, EPR considera que los proyectos podrán ejecutarse con el presupuesto que se presenta a continuación:

Tabla No. 11. Descripción del diseño general La Virgen - Fortuna, segundo circuito de la Línea SIEPAC.

No.	Descripción	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
3	Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera de 371 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	371	32.00	2027	6.923
5	Construcción de nueva línea 230 kV Frontera - SE Fortuna de 371 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	371	91.30	2027	12.830
					<b>MUS\$</b>	<b>19.753</b>

Tabla 11: Nota: Información extraída del informe remitido por la EPR, denominado “Estudio técnico económico proyecto segundo circuito Línea SIEPAC en La Virgen - Fortuna”

### Modalidad de ejecución

Según la EPR, para este tipo de proyectos se considera que la mejor modalidad de ejecución es por “administración interna”, como ya se ejecutaron los proyectos Masaya - La Virgen, y Derivación - La Virgen, aprobados igualmente por CRIE como cambios de definición de la Línea SIEPAC, y para los cuales se obtuvieron costos eficientes ajustados al presupuesto establecido.

La ejecución por administración interna implica que la dirección y administración ejecutiva del proyecto será realizada por personal de la EPR, y se contratarán a través de procesos competitivos, y de acuerdo con el Reglamento de Contrataciones de EPR, los bienes y servicios de manera separada por especialidad de fabricantes y servicios, como son:

Para las obras de subestaciones, en el caso del segundo circuito de la Línea SIEPAC La Virgen - Fortuna:

- Interruptores de Potencia
- Transformadores de instrumento
- Equipos de protección, control, protección y telecomunicaciones, incluyendo puesta en servicio
- Servicios de ingeniería, instalación y puesta en servicio de las bahías correspondientes

Para las obras de subestaciones, en el caso del segundo circuito de la Línea SIEPAC Agua Caliente - Sandino:

- Interruptores de Potencia
- Transformadores de instrumento
- Equipos de protección, control, protección y telecomunicaciones, incluyendo puesta en servicio
- Proceso de contratación de servicios de ingeniería, instalación y puesta en servicio de las bahías correspondientes

Para las obras de líneas, en el caso del segundo circuito de la Línea SIEPAC Agua Caliente – Sandino:

- Torres para salida de Agua Caliente
- Cables de alta tensión
- Herrajes y accesorios
- Aisladores
- Proceso de contrataciones de servicios de ingeniería, instalación y puesta en servicio del tendido del segundo circuito
- Otros procesos de adquisiciones menores de suministros o servicios de diseños y supervisión que se consideren necesarios.

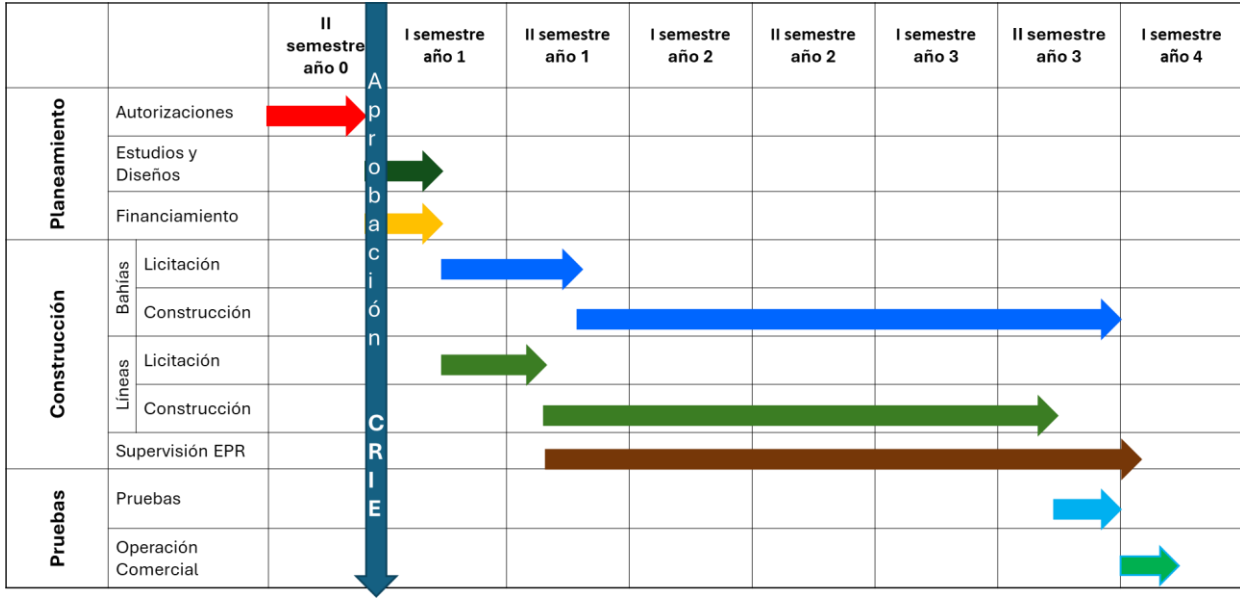
Para las obras de líneas, en el caso del segundo circuito de la Línea SIEPAC La Virgen – Fortuna

- Torres para entrada/salida de Fortuna
- Cables de alta tensión
- Herrajes y accesorios
- Aisladores
- Servicios de ingeniería, instalación y puesta en servicio del tendido del segundo circuito
- Otros procesos de adquisiciones menores de suministros o servicios de diseños y supervisión que se consideren necesarios.

El detalle de los bienes y servicios de manera separada por especialidad de fabricantes y servicios, para las obras de subestaciones y para las obras de líneas, la EPR lo ha desglosado para cada instalación del segundo circuito de la Línea SIEPAC, de las interconexiones antes referidas.

### **Cronograma de Ejecución propuesto por la EPR**

El siguiente cronograma propuesto es el mismo para ambos proyectos, es decir, para “*Agua Caliente – Sandino, segundo circuito de la Línea SIEPAC*” como para “*La Virgen – Fortuna, segundo circuito de la Línea SIEPAC*”.



**Esquema de financiamiento de las obras**

Para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua y la instalación del segundo circuito entre las subestaciones La Virgen - Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, el esquema de financiamiento para estas obras se prevé estructurar, según la EPR, de la siguiente manera:

- a) Aporte patrimonial de los accionistas de hasta el 20% del costo de la obra, a través de la Reserva de Rentabilidad que se realizó de los ingresos regulados de los períodos 2021 y 2022 y sus intereses generados.
- b) Contratos de Crédito con organismos multilaterales, para lo cual, actualmente EPR se encuentra analizando las opciones de préstamo con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID), de las cuales se seleccionará la que represente un mayor beneficio para el Mercado Eléctrico Regional.

En vista que este esquema de financiamiento debe ser incorporado al RMER, mediante modificación al numeral I5.1 literales b) y e), así como al literal I5.4 del Anexo I del Libro III, se someterá a la autorización de CRIE las condiciones contractuales, así como el borrador del contrato de préstamo y demás información que resulte necesaria para la referida incorporación y ajuste al reglamento.

**ARGUMENTOS EOR:**

Según el “*INFORME DE REVISIÓN DE LOS ESTUDIOS TÉCNICOS-ECONÓMICOS DE LA SOLICITUD DE CAMBIO DE DEFINICIÓN DE LA LÍNEA SIEPAC PARA INCLUIR LAS NUEVAS LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN:// 1) Segundo circuito de la línea SIEPAC Agua Caliente – Sandino (interconexión Honduras – Nicaragua) // 2) Segundo circuito de la línea SIEPAC La Virgen – Fortuna (interconexión Nicaragua-Costa Rica)*”, remitido a la



CRIE mediante la nota EOR-PJD-05-06-2024-023, se indica como objetivo del estudio económico, el cumplimiento del numeral 10.3.5.6 del Libro III del RMER el cual establece los criterios para la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional, y que deben cumplir las ampliaciones a la Línea SIEPAC.

Respecto a las premisas utilizadas, se resalta lo indicado por el EOR, de que todas las ampliaciones identificadas para superar la COIIM fueron consideradas como un solo proyecto a efectos de la evaluación económica debido a que se consideran funcionalmente complementarias, y por lo tanto, tal como lo indica la EPR en sus informes *“no es posible disociar una sola obra para que de manera única pueda mostrar beneficios económicos de la obra por sí sola”*, lo cual es consistente con el criterio aplicado por el EOR en la planificación regional.

Con relación al costo estimado de las ampliaciones, el EOR a partir de costos referenciales provistos por la consultoría denominada *“Estimación de Costos Representativos de Inversión para Proyectos de Transmisión en América Central”*, realizada en 2018, determinó los costos para el segundo circuito de la Línea SIEPAC correspondiente al tramo “Agua Caliente – Sandino”, según el siguiente detalle:

Tabla No. 12. Costo estimado del Segundo circuito de la Línea SIEPAC para el tramo “Agua Caliente – Sandino” a partir de costos referenciales del EOR - Costo Total: MUSD 23.03

Descripción	Costo Unitario (USD)	Unidades	Costo estimado [MUSD]
1- Vestir segundo circuito Agua Caliente - Frontera NI	<b>102,023.6</b>	61 km	<b>6.22</b>
2- Vestir segundo circuito Frontera HO – Sandino	<b>102,023.6</b>	117.5 km	<b>11.99</b>
SE Agua Caliente - Medio diámetro de bahía de línea de 230 kV Interruptor y medio	<b>2,411,256.8</b>	1	<b>2.41</b>
SE Sandino - Medio diámetro de bahía de línea de 230 kV Interruptor y medio	<b>2,411,256.8</b>	1	<b>2.41</b>

Fuente: Elaboración propia con base al informe del EOR.

El costo estimado por la EPR es de MUSD 25.59, es por eso que el EOR indica que el costo total estimado por la EPR es 2.6 MUSD más elevado, respecto al costo total estimado con los costos referenciales obtenidos por el EOR a través de la consultoría realizada en 2018. Es decir, una diferencia aproximada de 10%.

Para el segundo circuito de la línea SIEPAC correspondiente al “La Virgen - Fortuna”, el EOR determinó a partir de costos referenciales provistos por la consultoría denominada *“Estimación de Costos Representativos de Inversión para Proyectos de Transmisión en América Central”*, realizada en 2018, el costo según el siguiente detalle:

Tabla No. 13. Costo estimado del Segundo circuito de la Línea SIEPAC correspondiente al “La Virgen - Fortuna” a partir de costos referenciales del EOR - Costo Total: MUSD 17.4

Descripción	Costo Unitario	Unidades	Costo estimado [MUSD]
1- Vestir segundo circuito La Virgen – Frontera	<b>102,023.6</b>	32 km	<b>3.26</b>
2- Vestir segundo circuito Frontera – Fortuna	<b>102,023.6</b>	91.3 km	<b>9.31</b>
SE La Virgen - Medio diámetro de bahía de línea de 230 kV Interruptor y medio	<b>2,411,256.8</b>	1	<b>2.41</b>
SE Fortuna - Medio diámetro de bahía de línea de 230 kV Interruptor y medio	<b>2,411,256.8</b>	1	<b>2.41</b>

Fuente: Elaboración propia con base al informe del EOR.

El costo estimado por la EPR es de MUSD 19.75, en este caso el costo total estimado por la EPR es 2.35 MUSD más elevado, respecto al costo total estimado de MUSD 17.4, utilizando los costos referenciales obtenidos por el EOR a través de la consultoría realizada en 2018. Es decir, una diferencia de 13%.

Respecto al costo estimado, el EOR hizo las siguientes observaciones:

- Comparando los costos estimados por la EPR y los estimados por el EOR a partir de costos referenciales, se observa que ambos resultados no tienen diferencias relevantes.
- Los costos estimados por el EOR se basan en valores referenciales medios y diseños estándar, mientras que la estimación realizada por la EPR se basa en un diseño de ingeniería particular del proyecto. Considerando lo anterior, la diferencia de los costos se observa en un valor razonable, por tanto, el EOR no tiene objeciones al monto del costo estimado por la EPR.
- También es de destacar que la EPR reportó sus costos estimados al EOR en el 2023, mientras que la consultoría referida contratada por el EOR entregó su informe en 2018, por lo cual los costos referenciales requieren considerar una actualización teniendo en cuenta la inflación y nuevos costos de las materias primas; por lo tanto, la diferencia se considera justificada y con valores aceptables.
- Los costos estimados tanto por el EOR como por la EPR son orientativos y el costo final del proyecto solo puede determinarse al finalizar su construcción, y puede diferir de las estimaciones presentadas.

Respecto a la evaluación económica, a continuación, se presentan los principales resultados obtenidos por el EOR de dicha evaluación:

- El EOR considera que las ampliaciones del segundo circuito de la Línea SIEPAC correspondiente al tramo “Agua Caliente – Sandino” (interconexión Honduras – Nicaragua) y segundo circuito de la Línea SIEPAC correspondiente al tramo “La Virgen – Fortuna” (interconexión Nicaragua-Costa Rica) cumplen con los criterios

de evaluación económica, establecidos en el numeral 10.3.5.6 del Libro III del RMER.

- De los resultados presentados por la EPR, ninguno de los países del MER concentra 80% o más de los beneficios, por lo cual las ampliaciones de transmisión asociados al segundo circuito de la Línea SIEPAC en el tramo “*Agua Caliente – Sandino*” (interconexión Honduras – Nicaragua) y segundo circuito de la Línea SIEPAC en el tramo “*La Virgen – Fortuna*” (interconexión Nicaragua-Costa Rica), clasifican como Ampliaciones Regionales Planificadas.

Con base en lo anterior, el EOR a partir de la evaluación de los estudios económicos presentados por la EPR, concluye lo siguiente:

*“1) Las ampliaciones de transmisión Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘Agua Caliente – Sandino’ (interconexión Honduras – Nicaragua) y Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘La Virgen – Fortuna’ (interconexión Nicaragua-Costa Rica), cumplen con los criterios de evaluación económica establecidos en el Numeral 10.3.5.7 (sic) del Libro III del RMER (...).*

*2) Asimismo, considerando que ninguno de los países del MER concentra 80% o más de los beneficios, se concluye que las ampliaciones de transmisión Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘Agua Caliente – Sandino’ (interconexión Honduras – Nicaragua) y Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘La Virgen – Fortuna’ (interconexión Nicaragua-Costa Rica), clasifican como Ampliaciones Regionales Planificadas.”*

Asimismo, el EOR concluyó sobre los estudios presentados por la EPR que: “(...) *El EOR no tiene objeciones al costo estimado por la EPR para las ampliaciones de transmisión Regional Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘Agua Caliente – Sandino’ (interconexión Honduras – Nicaragua) y Segundo circuito de la línea SIEPAC ‘La Virgen – Fortuna’ (interconexión Nicaragua-Costa Rica), el cual no difiere en forma relevante del costo estimado por el EOR. Debe tenerse en cuenta que los costos estimados tanto por el EOR como por la EPR son orientativos y el costo final del proyecto solo puede determinarse al finalizar su construcción, y puede diferir de las estimaciones presentadas”.*

### **ANÁLISIS CRIE:**

Para el análisis de los proyectos planteados por la EPR, debe considerarse que aún no se ha finalizado la construcción de la Línea SIEPAC, la cual está constituida por una línea de transmisión en 230 kV de circuito sencillo, torres previstas para un doble circuito futuro, entre otros. Actualmente, algunas de estas torres ya cuentan con un segundo circuito instalado, lo cual se puede observar en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER.

Ahora bien, el análisis del estudio económico se ha desarrollado de la siguiente manera:

## Naturaleza del Proyecto

Sobre la naturaleza de las obras relacionadas con el segundo circuito de la Línea SIEPAC correspondiente al tramo “*Agua Caliente – Sandino*” (interconexión Honduras – Nicaragua) y el segundo circuito de la Línea SIEPAC correspondiente al tramo “*La Virgen – Fortuna*” (interconexión Nicaragua-Costa Rica), es importante indicar que dichas obras fueron consideradas por la EPR y analizadas por el EOR como un grupo de Ampliaciones de Transmisión Regional, considerando que muestran interdependencia funcional y operativa y permiten superar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), que actualmente es de 300 MW.

En consecuencia, de los análisis técnicos y económicos se puede concluir que ambos circuitos o Ampliaciones, clasifican como Ampliaciones Regionales Planificadas, ya que cumplen con el numeral 10.3.5.7 del libro III del RMER, que establece que “*(...) para clasificar las Ampliaciones de Transmisión Regional deberá realizar lo siguiente: // a) Elaborar una lista en la que se incluyan las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas en el literal d) del numeral 10.3.5.6 del presente Libro y que entren en servicio a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación de la transmisión regional. Dentro de esta lista, se identificará lo siguiente: // (...) // ii. Ampliaciones Regionales Planificadas, serán aquellas que no fueron seleccionadas en el romano i. de este literal. // b) Determinar la concentración por país del Valor Presente Neto, para los países que resultaron con Beneficio Social Neto positivo y se calculará como el cociente que resulta de dividir el Beneficio Social Neto del país correspondiente, entre la suma de los Beneficios Sociales Netos de los países con Beneficio Social Neto positivo.*”.

No debe perderse de vista, que la agrupación de las ampliaciones de transmisión regional está fundamentada en lo establecido en el numeral 10.3.3.2 del Libro III del RMER, al mostrar interdependencia funcional y operativa para superar la COIIM. En ese sentido, se han evaluado como un solo grupo ya que entre ellas se complementan para dotar a la RTR de una capacidad operativa de transmisión incremental en un corredor que permita transportar flujos de potencia desde los países con mayor potencial de inyección al MER (de conformidad con su oferta de generación competitiva), hacia los países que se perfilan como compradores de energía en el MER; dicho corredor se extendería desde el sistema de Panamá y Costa Rica, hacia Nicaragua y los países del bloque norte. Para alcanzar este objetivo técnico deberían ejecutarse, entre otras, las obras de transmisión previstas a desarrollarse según los planes de expansión nacionales, y las ampliaciones nacionales necesarias para alcanzar y mantener la COIIM.

Al respecto, la EPR indicó a la CRIE en su nota GGC-GG-2024-06-0415, lo siguiente:

*“(...) el EOR concluye que la ampliación de Segundo circuito de la línea SIEPAC “Agua Caliente – Sandino” cumple con los criterios de evaluación económica establecidos en el Numeral 10.3.5.7 del Libro III del RMER, para las Ampliaciones de transmisión regional y que ninguno de los países miembros del MER concentra 80% o más de los beneficios de la ampliación, por lo cual clasifica como Ampliación Regional Planificada (...).”*

Asimismo, la EPR indicó a la CRIE en su nota GGC-GG-2024-06-0416, lo siguiente:

*“(…) el EOR concluye que la ampliación de Segundo circuito de la línea SIEPAC “La Virgen - Fortuna” cumple con los criterios de evaluación económica establecidos en el Numeral 10.3.5.7 del Libro III del RMER, para las Ampliaciones de transmisión regional y que ninguno de los países miembros del MER concentra 80% o más de los beneficios de la ampliación, por lo cual clasifica como Ampliación Regional Planificada (…)”*

Por otra parte, la EPR ha expresado en sus informes que “no es posible dissociar una sola obra para que de manera única pueda mostrar beneficios económicos de la obra por sí sola”; en tal sentido, esto es consistente con la aplicación del agrupamiento de ampliaciones, conforme lo establecido en el numeral 10.3.3.2 del libro III del RMER, considerando que el grupo de las ampliaciones de transmisión regional evaluadas tienen interdependencia funcional y operativa dado que incorporándose el grupo permiten superar la COIIM de sur a norte a valores de 450 MW.

Ahora bien, al revisar el estudio económico se ha determinado que el Valor Presente Neto del Beneficio Social de las Ampliaciones de Transmisión Regional, se calculó como la suma del excedente de los consumidores y el excedente de los generadores y el Beneficio Social Neto (BSN) como el Valor Presente Neto atribuible a las Ampliaciones de Transmisión Regional (VPN-BS) menos el Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dichas ampliaciones. Asimismo, se realizó el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual se estimó como el rendimiento de la inversión de la Ampliación de Transmisión Regional, variando la tasa a la que se descontarían los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero.

De la evaluación económica realizada, se ha identificado que en la misma se consideraron los criterios establecidos en el numeral 10.3.5.6 del Libro III del RMER, concluyendo que se cumplen los criterios de evaluación definidos en el RMER para las “Ampliaciones de Transmisión Regional”, por cuanto: a) el Valor Presente Neto de las Ampliaciones (VPN-BS) = USD 153.36 millones > 0; b) el Beneficio Social Neto (BSN) = USD 125.89 millones > 0; y, c) Tasa Interna de Retorno (TIR) = Indefinida; por lo que, de conformidad a lo dispuesto en la regulación regional, corresponde considerar únicamente el cumplimiento de los criterios a) y b).

Con base en lo anterior, se ha podido observar que, para este estudio económico se han desarrollado los respectivos cálculos y análisis conforme los lineamientos establecidos en la normativa regional y, por tanto, el segundo circuito de la Línea SIEPAC correspondiente al tramo Agua Caliente – Sandino (interconexión Honduras – Nicaragua) y el segundo circuito de la Línea SIEPAC asociado al tramo La Virgen – Fortuna (interconexión Nicaragua - Costa Rica), de acuerdo a los análisis realizados tanto técnicos como económicos, clasifican como Ampliaciones Regionales Planificadas.



## Costo de los proyectos

Con respecto a los costos del segundo circuito de la Línea SIEPAC Agua Caliente – Sandino (interconexión Honduras – Nicaragua), por una parte, la EPR indicó en su nota GGC-GG-2024-02-0172, lo siguiente:

*“En cuanto al presupuesto de esta obra de beneficio regional, este corresponde a una estimación preliminar de los costos directos establecida (sic) por el EOR por la suma de MUS\$25,591(sic), por lo cual variará y requerirá de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los procesos de licitación y contratación, de los cuales se mantendrá informada a la CRIE para las autorizaciones correspondientes. // (...) // Tomando en cuenta lo anterior y de conformidad con los requerimientos del Anexo I del Libro III del RMER particularmente del literal I2.3, respetuosamente solicitamos a la CRIE la Autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC, literal I2.1 del mismo anexo, para incorporar el tramo entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, así como los ajustes iniciales que resulten necesarios para incorporar los costos del referido tramo al esquema de remuneración que establece el RMER. (...)”*

Adicionalmente, la EPR expresó en su nota GGC-GG-2024-06-0415, lo siguiente:

*“(...) Respecto al costo de la construcción del segundo circuito entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino, la EPR estimó costos directos<sup>3</sup> por MUS\$ 25.59 y el EOR estimó MUS\$ 23.0, al respecto el EOR expone en su informe de evaluación que ‘(...) los costos estimados por el EOR se basan en valores referenciales medios y diseños estándar, mientras que la estimación realizada por la EPR se basa en un diseño de ingeniería particular del proyecto (...)’ la EPR reportó sus costos estimados al EOR en el 2023, mientras que la consultoría referida contratada por el EOR entregó su informe en 2018’ por lo cual el EOR concluye que ‘(...) debe tenerse en cuenta que los costos estimados tanto por el EOR como por la EPR son orientativos y el costo final del proyecto solo puede determinarse al finalizar su construcción, y puede diferir de las estimaciones presentadas.”*

Con respecto a los costos del segundo circuito de la Línea SIEPAC La Virgen – Fortuna (interconexión Nicaragua-Costa Rica), por una parte, la EPR indicó en su nota GGC-GG-2024-02-0173, lo siguiente:

*“(...) En cuanto al presupuesto de esta obra de beneficio regional, este corresponde a una estimación preliminar de los costos directos establecida (sic) por el EOR por la suma de MUS\$19,753 (sic), por lo cual variará y requerirá de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los*

<sup>3</sup> Costos directos sin incluir costos financieros, escalamientos, impuestos y otros.

*procesos de licitación y contratación, de los cuales se mantendrá informada a la CRIE para las autorizaciones correspondientes. // (...) // Tomando en cuenta lo anterior y de conformidad con los requerimientos del Anexo I del Libro III del RMER particularmente del literal I2.3, respetuosamente solicitamos a la CRIE la Autorización para el cambio de definición de la Línea SIEPAC, literal I2.1 del mismo anexo, para incorporar el tramo La Virgen-Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, así como los ajustes iniciales que resulten necesarios para incorporar los costos del referido tramo al esquema de remuneración que establece el RMER. (...)*”.

Además, la EPR expresó en su nota GGC-GG-2024-06-0416, lo siguiente:

*“(...) Respecto al costo de la construcción del segundo circuito entre las subestaciones La Virgen - Fortuna, la EPR estimó costos directos<sup>4</sup> por MUS\$ 19.75 y el EOR estimó MUS\$ 17.4, al respecto el EOR expone en su informe de evaluación que ‘(...) los costos estimados por el EOR se basan en valores referenciales medios y diseños estándar, mientras que la estimación realizada por la EPR se basa en un diseño de ingeniería particular del proyecto (...)’ ‘la EPR reportó sus costos estimados al EOR en el 2023, mientras que la consultoría referida contratada por el EOR entregó su informe en 2018’ por lo cual el EOR concluye que ‘(...) debe tenerse en cuenta que los costos estimados tanto por el EOR como por la EPR son orientativos y el costo final del proyecto solo puede determinarse al finalizar su construcción, y puede diferir de las estimaciones presentadas. (...)’”*

Es importante tomar en cuenta lo que señala la EPR, en cuanto a que el costo es preliminar y que el mismo podría variar y requerir de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los procesos de licitación y contratación; en tal sentido, la EPR debe mantener, en todo momento, informada a la CRIE para las solicitudes de autorización correspondientes debidamente justificadas.

Respecto a lo anterior, se concluye que los costos estimados por la EPR para llevar a cabo la instalación del segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua y entre las subestaciones La Virgen en Nicaragua y Fortuna en Costa Rica, son mayores a los estimados por el EOR en el orden del 11% y 14% respectivamente, lo cual es debido a que el EOR utilizó como costos de referencia los que determinó en el año 2018 a través de la consultoría denominada “*Estimación de Costos Representativos de Inversión para Proyectos de Transmisión en América Central*”; en ese sentido, se considera que son costos estimados razonables. Sin embargo, el costo final a reconocer a través del Ingreso Autorizado Regional sería el que la CRIE determine al efecto.

---

<sup>4</sup> Costos directos sin incluir costos financieros, escalamientos, impuestos y otros.

### **Tasa de descuento utilizada por la EPR en los estudios económicos**

Al revisar los estudios económicos presentados por la EPR, se encontró que la tasa de descuento utilizada por la EPR es de 12.99%. Al respecto, es importante mencionar que dicha tasa está conforme con la resolución CRIE-02-2023 y corresponde al valor que estaba vigente durante el año 2023. Por lo anterior, se concluye que la tasa de descuento utilizada por la EPR para soportar la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC, cumple con la regulación regional.

### **Recursos para financiar los proyectos**

A través de la solicitud presentada por la EPR, mediante la nota GGC-GG-2024-02-0172, la EPR comunica a la CRIE que para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente, en Honduras y Sandino, en Nicaragua, se considera lo siguiente:

*“(...) // En cuanto al presupuesto de esta obra de beneficio regional, este corresponde a una estimación preliminar de los costos directos establecida (sic) por el EOR por la suma de MUS\$25,591 (sic), por lo cual variará y requerirá de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los procesos de licitación y contratación, de los cuales se mantendrá informada a la CRIE para las autorizaciones correspondientes. // El esquema de financiamiento de las obras se prevé estructurar mediante: // a) Aporte patrimonial de los accionistas de hasta el 20% del costo de la obra, a través de la Reserva de Rentabilidad que se realizó de los ingresos regulados de los períodos 2021 y 2022 y sus intereses generados. // b) Contratos de Crédito con organismos multilaterales, para lo cual, actualmente EPR se encuentra analizando las opciones de préstamo con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID), de las cuales se seleccionará la que represente un mayor beneficio para el Mercado Eléctrico Regional. // En vista que este esquema de financiamiento debe ser incorporado al RMER, mediante modificación al numeral I5.1 literales b) y e), así como al literal I5.4 del Anexo I del Libro III, se someterá a la autorización de CRIE las condiciones contractuales, así como el borrador del contrato de préstamo y demás información que resulte necesaria para la referida incorporación y ajuste al reglamento. // (...)”.*

Asimismo, a través de la solicitud presentada por la EPR, mediante la nota GGC-GG-2024-02-0173, la EPR comunica a la CRIE, que para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen, en Nicaragua y Fortuna, en Costa Rica, se considera lo siguiente:

*“(…) // En cuanto al presupuesto de esta obra de beneficio regional, este corresponde a una estimación preliminar de los costos directos establecida (sic) por el EOR por la suma de MUS\$19,753 (sic), por lo cual variará y requerirá de su respectivo ajuste para incorporar los costos indirectos, costos financieros, ajustes técnicos del proyecto y los costos resultantes de los procesos de licitación y contratación, de los cuales se mantendrá informada a la CRIE para las autorizaciones correspondientes. // El esquema de financiamiento de las obras se prevé estructurar mediante: // a) Aporte patrimonial de los accionistas de hasta el 20% del costo de la obra, a través de la Reserva de Rentabilidad que se realizó de los ingresos regulados de los períodos 2021 y 2022 y sus intereses generados. // b) Contratos de Crédito con organismos multilaterales, para lo cual, actualmente EPR se encuentra analizando las opciones de préstamo con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID), de las cuales se seleccionará la que represente un mayor beneficio para el Mercado Eléctrico Regional. // En vista que este esquema de financiamiento debe ser incorporado al RMER, mediante modificación al numeral 15.1 literales b) y e), así como al literal 15.4 del Anexo I del Libro III, se someterá a la autorización de CRIE las condiciones contractuales, así como el borrador del contrato de préstamo y demás información que resulte necesaria para la referida incorporación y ajuste al reglamento. // (…)”*

En cuanto a lo indicado por la EPR respecto a que los procesos de compras de los bienes y contratación de servicios se harían siguiendo las disposiciones contenidas en el Reglamento de Contrataciones de EPR, se debe considerar que dicho reglamento es específico de EPR para los procesos de sus compras, sin embargo para el caso de la construcción de nueva infraestructura, y que tendrá un impacto considerable en el IAR y en la rentabilidad a reconocer a la EPR, a partir de la entrada en operación comercial de las obras, se considera que es necesario que la EPR tome en cuenta requisitos adicionales que a continuación se especifican.

Para la ejecución de las obras, la EPR deberá licitar y obtener el financiamiento para la construcción del segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente, en Honduras y Sandino, en Nicaragua y el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen, en Nicaragua y Fortuna, en Costa Rica, el cual será reconocido a través del Ingreso Autorizado Regional (IAR); resulta necesario que la EPR someta a consideración de la CRIE, como mínimo lo siguiente:

1. Un presupuesto del costo del proyecto el cual deberá incluir tributos, costos financieros, costos indirectos y costos asociados a los procesos de licitación y contratación y el plazo de construcción actualizado para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente, en Honduras y Sandino, en Nicaragua y el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen, en Nicaragua y Fortuna, en Costa Rica; y
2. Un conjunto de al menos tres (3) ofertas de financiamiento bancario por dicho costo y el plazo que ofrezca las condiciones más favorables.

Resulta importante mencionar, que la EPR ha indicado que en el esquema de financiamiento de las obras se prevé estructurar mediante un aporte patrimonial de los accionistas de hasta el 20% del costo de la obra, a través de la Reserva de Rentabilidad que se realizó de los ingresos regulados de los períodos 2021 y 2022 y sus intereses generados, lo cual implica lo siguiente:

Tabla No. 14. Costo estimado del segundo circuito de la Línea SIEPAC

<b>Obra</b>	<b>Costo estimado (millones de USD)</b>	<b>Aporte Patrimonial hasta de 20% (millones de USD)</b>
Instalación del segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua	25.591	5.118
Instalación del segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen en Nicaragua y Fortuna en Costa Rica	19.753	3.951
<b>TOTAL</b>	<b>45.344</b>	<b>9.069</b>

Fuente: Elaboración propia con base al informe de la EPR.

De lo anterior, se determina que la EPR estaría utilizando la Reserva de Rentabilidad para poner un aporte patrimonial por los dos proyectos, de hasta USD 9.069 millones; dicha reserva se identificó en los ingresos regulados de los períodos 2021 y 2022 y sus intereses generados. Al respecto, la propuesta de la EPR será considerada por esta Comisión al momento de analizar el esquema de financiamiento del proyecto, procurando el respeto a los principios de satisfacción del interés público.

Se observa que será necesario que la EPR considere otra opción de préstamo, adicional a la del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID), a efecto de presentar a la CRIE, un conjunto de al menos tres (3) ofertas de financiamiento bancario por dichos costos y el plazo que ofrezca las condiciones más favorables.

### Otros aspectos

Por otra parte, la EPR indicó en su *“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN AGUA CALIENTE SANDINO”* y en su *“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA SIEPAC EN LA VIRGEN – FORTUNA”* que: *“(…) para este tipo de proyectos se considera que la mejor modalidad de ejecución es por “administración interna” como ya se ejecutaron los proyectos Masaya La Virgen, y Derivación La Virgen aprobados igualmente por CRIE como cambios de definición de la Línea SIEPAC y para los cuales se obtuvieron costos eficientes ajustados al presupuesto establecido. // La ejecución por administración interna implica que la dirección y administración ejecutiva del proyecto será realizada por personal de la EPR y se contratarán en procesos competitivos, y de acuerdo con el Reglamento de*



*Contrataciones de EPR, los bienes y servicios de manera separada por especialidad de fabricantes y servicios (...). // Otros procesos de adquisiciones menores de suministros o servicios de diseños y supervisión que se consideren necesarios (...).”*

Respecto a lo planteado, se debe indicar a la EPR que, para la construcción de los proyectos, se deberán realizar licitaciones públicas internacionales para la adquisición de suministros y los servicios de construcción de dichas obras; además, deberá demostrar que el financiamiento obtenido implica el menor costo posible. Lo anterior, deberá desarrollarse siguiendo los más altos estándares de calidad y transparencia, cumpliendo con remitir a la CRIE, como mínimo lo siguiente:

1. Un presupuesto del costo del proyecto, el cual deberá incluir tributos, costos financieros, costos indirectos y costos asociados a los procesos de licitación y contratación y el plazo de construcción actualizado para instalar el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones Agua Caliente, en Honduras y Sandino, en Nicaragua y el segundo circuito de la Línea SIEPAC entre las subestaciones La Virgen, en Nicaragua y Fortuna, en Costa Rica; y
2. Un conjunto de al menos tres (3) ofertas de financiamiento bancario por dicho costo y el plazo que ofrezca las condiciones más favorables.

En tal sentido, la EPR deberá elaborar los documentos de licitación, que serán revisados por el EOR quien deberá recomendar a la CRIE, para su no objeción, luego este Agente deberá llevar a cabo el procedimiento de Licitación y finalizará con la suscripción del Contrato correspondiente de los suministros y construcción de dichas Ampliaciones.

Asimismo, considerando que los costos asociados a la construcción del segundo circuito de la Línea SIEPAC referidos anteriormente, se remuneran por medio del IAR y éste se traslada a las tarifas de las demandas de los países miembros del MER, es importante que la etapa constructiva se realice bajo el seguimiento y monitoreo periódico de la CRIE. Para alcanzar este propósito, se requiere que la EPR comparta los informes de supervisión de ejecución de las obras, que sean realizados a través de empresas especializadas en la supervisión de este tipo de proyectos, contratadas por la EPR, dentro de los 5 días hábiles siguientes a su recepción.

Por otra parte, se ha identificado conveniente contar con un costo de referencia para la ejecución de estos proyectos, considerando que este se define, según Gutiérrez Cillán<sup>5</sup> como una estimación monetaria que se utiliza, ya sea de manera implícita o explícita, para evaluar si los precios de mercado de los productos o servicios son aceptables. Este costo de referencia evita tanto la sobrevaloración como la subvaloración de las ofertas, ayudando a planificar y gestionar adecuadamente los recursos financieros.

Así las cosas, el costo de referencia corresponderá al monto menor entre: a) el costo estimado de los proyectos propuesto por la EPR, el cual deberá incluir tributos, costos financieros, costos indirectos y costos asociados a los procesos de licitación y contratación, o b) el valor

<sup>5</sup>Gutiérrez Cillán, “Precios de referencia y comportamiento de compra”, pagina 134-135. Consultado el 12 de junio de 2024, en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/785998.pdf>

que hace nulo el beneficio calculado por el EOR en los estudios de expansión, utilizando los mismos criterios que fueron usados en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión Regional (tasa de descuento y costos de AOM).

### Otros Ajustes a las Tablas del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER

Del análisis realizado al numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, en el marco de la solicitud de cambio de definición presentado por la EPR, se ha identificado necesario realizar otros ajustes a la tabla del literal a) del numeral I2.1 del referido anexo, tomando en cuenta lo siguiente:

- 1) En el tramo San Buenaventura – Frontera Guatemala, se seccionó la línea en Honduras incorporando la subestación La Entrada entre las torres 140 y 141, a solicitud de la ENEE, de conformidad a la resolución CRIE-28-2017. Con base en lo anterior, es necesario actualizar la tabla de la siguiente manera:

Líneas SIEPAC (Actual)							
País	Tramo	1er. Circuito.			2do. Circuito		
		Longitud aproximada			Longitud aproximada		
		(km)	Propietario	por país (km)	(km)	Propietario	por país (km)
Honduras	San Buenaventura – San Nicolás	87	EPR				
	San Nicolás – Frontera Guatemala	54	EPR				

Líneas SIEPAC (Actualizado con el cambio de definición)							
País	Tramo	1er. Circuito.			2do. Circuito		
		Longitud aproximada			Longitud aproximada		
		(km)	Propietario	por país (km)	(km)	Propietario	por país (km)
Honduras	San Buenaventura – <b>La Entrada</b>	87	EPR				
	<b>La Entrada</b> – Frontera Guatemala	54	EPR				

- 2) En el tramo Cañas – Parrita en Costa Rica, se seccionó la línea a 25 km de la subestación Parrita, para derivarla hacia la subestación Jacó, de conformidad a la resolución CRIE-30-2016.

Líneas SIEPAC (Actual)							
País	Tramo	1er. Circuito.			2do. Circuito		
		Longitud aproximada			Longitud aproximada		
		(km)	Propietario	por país (km)	(km)	Propietario	por país (km)
Costa Rica	Cañas – Parrita	159.7	EPR				

Líneas SIEPAC (Actualizado con el cambio de definición)							
País	Tramo	1er. Circuito.			2do. Circuito		
		Longitud aproximada			Longitud aproximada		
		(km)	Propietario	por país (km)	(km)	Propietario	por país (km)
Costa Rica	Cañas – Jacó	134.7	EPR				
	Jacó – Parrita	25	EPR				

Como resultado de las modificaciones antes mencionadas, se hace necesario también ajustar la tabla del literal “*b) bahías en las subestaciones*”, del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, para que el nombre de las bahías de la segunda y tercera columna de dicha tabla sean consistentes con los nombres de los tramos detallados en la tabla del literal “*a) línea de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado.*”, del mismo numeral, anexo y Libro antes referido, quedando de la siguiente manera:

Bahías de Subestación (Actual)			
País	Subestación	Conexión a	Bahías
Guatemala	Aguacapa	Ahuachapán	1
	Guate Norte	Panaluya	1
	Panaluya	Guate Norte	1
	Panaluya	San Buenaventura	1
El Salvador	Ahuachapán	Aguacapa	1
	Nejapa	15 Septiembre	1
	15 Septiembre	Nejapa	1
	15 Septiembre	Agua Caliente	1
Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1
	San Buenaventura	Panaluya	1
Costa Rica	Cañas	Parrita	1
	Parrita	Cañas	1
	Río Claro	Veladero	1
Panamá	Veladero	Río Claro	1

Bahías de Subestación (Actualizado con el cambio de definición)			
País	Subestación	Conexión a	Bahías
Guatemala	Aguacapa	La Vega II	1
	Guate Norte	San Agustín	1
	Panaluya	San Agustín	1
	Panaluya	La Entrada	1
El Salvador	Ahuachapán	La Vega II	1
	Nejapa	15 Septiembre	1
	15 Septiembre	Nejapa	1
	15 Septiembre	Agua Caliente	1
Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1
	San Buenaventura	La Entrada	1
Costa Rica	Cañas	Jacó	1
	Parrita	Jacó	1
	Río Claro	Dominical	1
Panamá	Veladero	Dominical	1

Es importante señalar que los cambios anteriormente indicados, no tienen efecto en la cantidad de kilómetros y bahías, dado que se mantiene la infraestructura de la Línea SIEPAC descrita en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER.

## VIII

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE “(...) *La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos; (...) // d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE; // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)*”.

## IX

Que en reunión presencial número 187, llevada a cabo el día 25 de julio de 2024, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la solicitud de modificación de la Línea SIEPAC presentada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) acordó: a) Aprobar la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC presentada por la EPR, respecto al proyecto denominado “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino*”; y en ese sentido, modificar el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, con el fin de incluir el tramo correspondiente al segundo circuito comprendido entre la subestación Agua Caliente – Frontera Nicaragua de 61 kilómetros y el tramo correspondiente al segundo circuito comprendido entre Frontera Honduras – SE Sandino de

117.5 kilómetros; b) Aprobar la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC presentada por la EPR, respecto al proyecto denominado “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna*”; y en ese sentido, modificar el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, con el fin de incluir el tramo correspondiente al segundo circuito comprendido entre la subestación La Virgen – Frontera Costa Rica de 32 kilómetros y el tramo correspondiente al segundo circuito comprendido entre Frontera Nicaragua – SE Fortuna de 91.3 kilómetros; c) Modificar los literales a) y b) del numeral I2.1 del Libro III del RMER; y d) Informar a la EPR que la propuesta de financiamiento de los proyectos denominados “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino*” y “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna*”, será analizada por esta Comisión de forma oportuna, procurando el respeto a los principios de satisfacción del interés público.

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

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

**RESUELVE**

**PRIMERO. APROBAR** la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC presentada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A., respecto al proyecto denominado “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino*”; y en ese sentido, **MODIFICAR** el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, con el fin de incluir el tramo correspondiente al segundo circuito comprendido entre la subestación Agua Caliente – Frontera Nicaragua de 61 kilómetros y el tramo correspondiente al segundo circuito comprendido entre Frontera Honduras – SE Sandino de 117.5 kilómetros.

**SEGUNDO. APROBAR** la solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC presentada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A., respecto al proyecto denominado “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna*”; y en ese sentido, **MODIFICAR** el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, con el fin de incluir el tramo correspondiente al segundo circuito comprendido entre la subestación La Virgen – Frontera Costa Rica de 32 kilómetros y el tramo correspondiente al segundo circuito comprendido entre Frontera Nicaragua – SE Fortuna de 91.3 kilómetros.

**TERCERO. MODIFICAR** los literales a) y b) del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, los cuales se leerán así:



(...) a) línea de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado:

País	Tramo	1er. Circuito.			2do. Circuito		
		Longitud aproximada			Longitud aproximada		
		(km)	Propietario	por país (km)	(km)	Propietario	por país (km)
Guatemala	Aguacapa – La Vega II (6)	28.7	EPR	282.4	29	INDE	29
	La Vega II – Frontera El Salvador	70.8	EPR				
	Guate Norte – San Agustín	52.6	EPR				
	San Agustín – Panaluya	56.3	EPR				
	Panaluya – Frontera Honduras	74	EPR				
El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán	19	EPR	288.3			
	Ahuachapán – Nejapa (1)	90.1	EPR		(1)		
	Nejapa – 15 Septiembre (1)	86	EPR		(1)		
	15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR				
Honduras	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	EPR	270			61
	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	EPR		61	EPR	
	Torre “T” - San Buenaventura (2)	14	EPR				
	San Buenaventura – La Entrada (7)	87	EPR				
	La Entrada – Frontera Guatemala	54	EPR				
Nicaragua	Frontera Honduras – Sandino	117.5	EPR	317.9	117.5	EPR	319.3
	Sandino – Ticuantepe (4)	64.4	EPR				
	Ticuantepe – La Virgen	104	EPR				
	La Virgen – Frontera Costa Rica	32	EPR		32	EPR	
	Sandino – Masaya (3)	(3)			81.3	ENATREL	
	Masaya-La Virgen (5)	(5)			88.5	EPR	
Costa Rica	Frontera Nicaragua – Fortuna	91.3	EPR	496.9	91.3	EPR	91.3
	Fortuna – Cañas	38.4	EPR				
	Cañas – Jacó (8)	134.7	EPR				
	Jacó – Parrita	25	EPR				
	Parrita – Palmar Norte	133.9	EPR				
	Palmar Norte – Río Claro	50.9	EPR				
	Río Claro – Frontera Panamá	22.7	EPR				
Panamá	Frontera Costa Rica – Dominical	8	EPR	150.0			
	Dominical – Veladero	142	EPR				
<b>TOTAL</b>				<b>1,805.5</b>			<b>500.6</b>

- (1) En los tramos 15 de Septiembre–Nejapa–Ahuachapán, un circuito será parte de la Línea SIEPAC y el otro será parte del sistema de transmisión de ETESAL.
- (2) Este tramo incluye el cable OPGW que será instalado entre la Torre “T” y la subestación de El Cajón.

- (3) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino–Masaya.
- (4) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino-Masaya.
- (5) En el tramo Masaya-La Virgen ambos circuitos formarán parte de la Línea SIEPAC y el tramo incluye las derivaciones a las subestaciones de Masaya y La Virgen.
- (6) En el tramo Aguacapa – La Vega II, el primer circuito de la Línea SIEPAC es propiedad de la EPR, mientras que el segundo circuito es propiedad del INDE.
- (7) En el tramo San Buenaventura – Frontera Guatemala, se seccionó la línea en Honduras incorporando la subestación La Entrada entre las torres 140 y 141.
- (8) En el tramo Cañas – Parrita en Costa Rica, se seccionó la línea a 25 km de la subestación Parrita, para derivarla hacia la subestación Jacó.

La Línea SIEPAC incluye un cable de guarda OPGW de 36 fibras: 12 fibras monomodo estándar y 24 de dispersión desplazada.

b) bahías en las subestaciones:

País	Subestación	Conexión a	Bahías	Total por País
Guatemala	Aguacapa	La Vega II	1	4
	Guate Norte	San Agustín	1	
	Panaluya	San Agustín	1	
	Panaluya	La Entrada	1	
El Salvador	Ahuachapán	La Vega II	1	6
	Ahuachapán	Nejapa	1	
	Nejapa	Ahuachapán	1	
	Nejapa	15 Septiembre	1	
	15 Septiembre	Nejapa	1	
	15 Septiembre	Agua Caliente	1	
Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1	6
	Agua Caliente	Sandino	2	
	San Buenaventura	La Entrada	1	
	San Buenaventura	El Cajón	1	
	San Buenaventura	Toncontín	1	
Nicaragua	Sandino	Agua Caliente	2	8
	Sandino	Ticuantepe	1	
	Ticuantepe	Sandino	1	
	Ticuantepe	La Virgen	1	
	La Virgen	Ticuantepe	1	
	La Virgen	Fortuna	2	

Costa Rica	Fortuna	La Virgen	1	9
	Cañas	Fortuna	1	
	Cañas	Jacó	1	
	Parrita	Jacó	1	
	Parrita	Palmar Norte	1	
	Palmar Norte	Parrita	1	
	Palmar Norte	Río Claro	1	
	Río Claro	Palmar Norte	1	
	Río Claro	Dominical	1	
Panamá	Veladero	Dominical	1	1
<b>TOTAL</b>				<b>34</b>

**CUARTO. INFORMAR** a la EPR que la propuesta de financiamiento de los proyectos denominados “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino*” y “*Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna*”, será analizada por esta Comisión de forma oportuna, procurando el respeto a los principios de satisfacción del interés público.

**QUINTO. VIGENCIA.** La presente resolución cobrará vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

**NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en cincuenta y seis (56) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firma al pie de la presente, el día viernes dos (2) de agosto de dos mil veinticuatro (2024).

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