

**RESOLUCIÓN CRIE NP- 01- 2010**

**LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO**

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en su artículo 19 establece que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-, es el ente regulador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, aplicable a las Partes.

**CONSIDERANDO**

Que el Artículo 23 literal d) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central establece que una de las atribuciones de la CRIE es la de aprobar la reglamentación del despacho físico y económico, a propuesta del Ente Operador Regional -EOR-; por su parte el literal e) del mencionado artículo, dispone como otra de las atribuciones de la CRIE, el regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regional.

**CONSIDERANDO**

Que por Resolución N° CRIE-09-2005, la CRIE aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, que en adelante se denomina RMER.

**CONSIDERANDO**

Que el Numeral I2.2 del Anexo I de los Anexos del Libro III De La Transmisión 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, serán solicitados por la Empresa Propietaria de la Red -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.

**CONSIDERANDO**

Que en el Numeral I2.3 del Anexo I de los Anexos del Libro III De La Transmisión del RMER establece que la definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, sólo 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.



### CONSIDERANDO

Que por medio de la nota GGC-9676, de fecha 18 de junio de 2009, ampliada posteriormente por los oficios GGC-9925 del 7 de agosto de 2009, y GGC-91126 de fecha 9 de octubre de 2009, la Gerencia General de la Empresa Propietaria de la Red presentó al Coordinador General de la CRIE, la solicitud de modificación al Anexo I del RMER en cuanto a la definición de la Línea SIEPAC, en las Repúblicas de Guatemala y Honduras, en los equipamientos para la Compensación Reactiva a instalarse únicamente en las Repúblicas de Guatemala y Nicaragua, los aspectos financieros y presupuestarios del Proyecto y su remuneración.

### CONSIDERANDO

Que por medio de la nota SIEPAC 353-2009 la Gerencia de la Unidad Ejecutora del proyecto SIEPAC informó al Coordinador General de la CRIE, que el Grupo Director del Proyecto SIEPAC, en representación de los Gobiernos de los Países Miembros, tomó el Acuerdo No 2-GD/50 en su Sesión L, celebrada el 19 de junio de 2009, en la ciudad de San José, a través del cual se cambia el tramo de línea Ahuachapán a Guate Este por Ahuachapán a Aguacapa; el Acuerdo No. 3-GD/50 mediante el que se modifica lo que concierne a la compensación reactiva a instalar, quedando únicamente reactores por 20 MVAR en Guatemala y 40 MVAR en Nicaragua; y el Acuerdo No. 4-GD/50, Numeral 2, por el que aprueba el Presupuesto de Inversión de la Línea SIEPAC hasta por un monto del US\$ 494 millones, de acuerdo al siguiente detalle: Numeral 3 del mismo Acuerdo recomendar a la CRIE el cambio de servicio de la deuda de hasta un monto de US\$ 435.5 millones, compuesto de doscientos cuarenta (240) millones de dólares con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) de cien (100) millones de dólares, con la Corporación Andina de Fomento –CAF- por quince (15) millones de dólares y en etapa de gestión ochenta punto cinco (80.5) millones de dólares; Numeral 4 del referido acuerdo, recomendar a la CRIE el cambio de aporte patrimonial de la EPR para totalizar un monto de US\$ 58.5 millones; así mismo, encomienda a la Unidad Ejecutora comunicar los referidos Acuerdos a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- y al Ente Operador Regional –EOR-.

### CONSIDERANDO

Que por medio de la nota EOR-DE-25-08-2009-359 el Director Ejecutivo del Ente Operador Regional, remitió a la CRIE el informe de revisión de la solicitud de modificación del Anexo I del Libro III del RMER presentada por parte de la EPR y le informa al Coordinador General de la CRIE que en sesión de Junta Directiva del EOR celebrada los días 18 y 19 de agosto de 2009 en Bogotá, Colombia, se encargó al Director Ejecutivo comunicar a la CRIE el acuerdo 4-2009-9-2 de esa sesión de Junta Directiva, el que se transcribe a continuación: "Acuerdo 4-2009-9-2: Recomendar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), con fundamento en la necesidad de optimizar las condiciones operativas del sistema de transmisión regional, la aprobación de la solicitud de modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), concretamente el Artículo I2.1 literales a), b) y c), de conformidad a la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red (EPR)".

**CONSIDERANDO**

Que la Coordinación General de CRIE mediante nota CRIE-CCG-52-02-11-2009 solicitó al EOR ampliaciones a la información y las conclusiones del informe de evaluación remitido mediante Acuerdo 4-2009-9-2 de la Junta Directiva del EOR. El EOR remitió mediante la nota EOR-DE-19-11-2009-509, las ampliaciones requeridas en relación a la solicitud de modificación al numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER que presentara la EPR.

**CONSIDERANDO**

Que por medio de la nota GGC-91218 de la Gerencia General de la Empresa Propietaria de la Red presentó a la CRIE las ampliaciones requeridas en la nota CRIE-CCG-53-03-11-2009. Que la CRIE, al analizar la documentación presentada por la EPR, adjunta a su solicitud, y las aclaraciones y ampliaciones sobre dicha solicitud, tanto del EOR como las de la EPR antes relacionada, concluye que la solicitud de la EPR cumple con los estudios técnicos y económicos requeridos en el Numeral I2.3 del Anexo I de los Anexos del Libro III De La Transmisión del RMER.

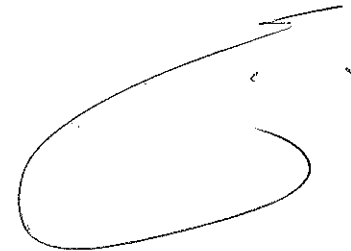
**POR TANTO:**

Con base en lo considerado, y en uso de las facultades que le confieren los artículos 19 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica,

**RESUELVE:**

**PRIMERO:** Modificar el Numeral I2.1, del Anexo I, de los Anexos del Libro III De La Transmisión, del RMER que se leerá así:

La Línea SIEPAC es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por las instalaciones siguientes:

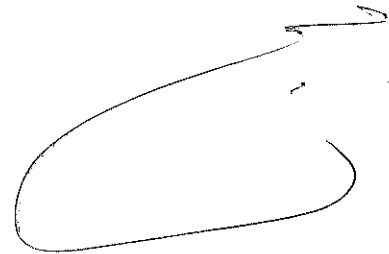


- a) línea de transmisión de 230 KV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado:

País	Tramo	Longitud aproximada (Km.)	Longitud aproximada por país (Km.)
Guatemala	Aguacapa - Frontera El Salvador	96	281
	Guate Norte - Panaluya	106	
	Panaluya - Frontera Honduras	74	
El Salvador	Frontera Guatemala - Ahuachapán	19	286
	Ahuachapán - Nejapa. Doble Circuito (1)	89	
	Nejapa - 15 de Septiembre. Doble Circuito (1)	85	
	15 de Septiembre - Frontera Honduras	93	
Honduras	Frontera El Salvador - Agua Caliente	54	270
	Agua Caliente - Frontera Nicaragua	61	
	Torre "T" - San Buenaventura. Doble Circuito (2)	14	
	San Buenaventura - Frontera Guatemala	141	
Nicaragua	Frontera Honduras - P. Sandino	117	308
	P. Sandino- Ticuantepe	65	
	Ticuantepe - Frontera Costa Rica	126	
Costa Rica	Frontera Nicaragua - Cañas	130	493
	Cañas - Parrita	159	
	Parrita - Palmar Norte	130	
	Palmar Norte - Río Claro	51	
	Río Claro - Frontera Panamá	23	
Panamá	Frontera Costa Rica - Veladero	150	150
TOTAL			1,788

- (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.

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	Ahuachapán	1	4
	Guate Norte	Panaluya	1	
	Panayula	Guate Norte	1	
	Panayula	San Buenaventura	1	
El Salvador	Ahuachapán	Aguacapa	1	6
	Ahuachapán	Nejapa	1	
	Nejapa	Ahuachapán	1	
	Nejapa	15 de Septiembre	1	
	15 de Septiembre	Nejapa	1	
	15 de Septiembre	Agua Caliente	1	
Honduras	Agua Caliente	15 de Septiembre	1	5
	Agua Caliente	Sandino	1	
	San Buenaventura	Panaluya	1	
	San Buenaventura	El Cajón	1	
	San Buenaventura	Tocontín	1	
Nicaragua	Sandino	Agua Caliente	1	4
	Sandino	Ticuantepe	1	
	Ticuantepe	Sandino	1	
	Ticuantepe	Cañas	1	
Costa Rica	Cañas	Ticuantepe	1	8
	Cañas	Parrita	1	
	Parrita	Cañas	1	
	Parrita	Palmar Norte	1	
	Palmar Norte	Parrita	1	
	Palmar Norte	Río Claro	1	
	Río Claro	Palmar Norte	1	
Río Claro	Veladero	1		
Panamá	Veladero	Río Claro	1	1
<b>TOTAL</b>				<b>28</b>

c) Los equipos de compensación reactiva consisten en<sup>1</sup>:

Sistema	Equipos	MVAR
Guatemala	Reactor	20
Nicaragua	Reactor	40

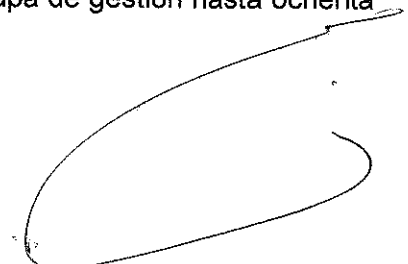
<sup>1</sup>Nota: Que los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR como primera etapa, mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW.

**SEGUNDO:** Modificar los Numerales 15.1 e 15.4, del Anexo I, de los Anexos del Libro III De La Transmisión, del RMER, el que se leerá así:

15.1 El Ingreso Autorizado Regional (IAR), para un determinado año, para el Agente Transmisor EPR será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (Línea SIEPAC), el Ingreso Autorizado Regional será el monto que cubra:

- a) los costos de administración, operación y mantenimiento de una Empresa Eficientemente Operada, de acuerdo a lo establecido en el Numeral 9.2.3 (b) del Libro III del RMER.
- b) el servicio de la deuda, hasta por un monto de US\$ 435.5 millones, que el Agente Transmisor EPR contraiga para financiar las inversiones asociadas a la construcción y entrada en operación de la Línea SIEPAC;
- c) el Valor Esperado por Indisponibilidad;
- d) los tributos, que pudieran corresponderle; y una rentabilidad regulada de acuerdo a la metodología de cálculo que autorice la CRIE, considerando un aporte patrimonial de hasta US\$ 58.5 millones.

15.4 El financiamiento del Primer Sistema de Transmisión Regional, a que se refiere el Numeral 15.1 literal b), ha sido contratado por las empresas públicas accionistas de la EPR, con garantía de los países partes del Tratado Marco, con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), hasta por doscientos cuarenta (240) millones de dólares, directamente por la EPR con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) hasta por cien (100) millones de dólares, con la Corporación Andina de Fomento hasta por quince (15) millones de dólares y en etapa de gestión hasta ochenta punto cinco (80.5) millones de dólares.



**TERCERO:** Ordenar a la Empresa Propietaria de la Red que antes de contratar los financiamientos complementarios ya relacionados en esta Resolución, presente a esta Comisión las condiciones de dichos créditos para la autorización respectiva, incluyendo entre otras: alternativas de financiamiento, programa de desembolso y plan de endeudamiento.

**CUARTO:** Para fines de que la CRIE pueda evaluar permanentemente el costo del proyecto y su avance físico, la EPR deberá presentar a esta Comisión el programa de ejecución de obras y la ejecución presupuestaria respectiva.

**QUINTO:** Esta Resolución entrará en vigor el día siguiente de su publicación en la página electrónica de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

**PUBLIQUESE** en la página electrónica de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

Dada en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, 4 de Marzo de 2010.



Licenciado Edgar Humberto Navarro Castro  
Director Ejecutivo