

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-26-2017, emitida el veintinueve de mayo de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

“RESOLUCION CRIE-26-2017

LA COMISION REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA

RESULTANDO

I

Que mediante nota CRIE-SE-69-11-04-2017 del 11 de abril de 2017, la CRIE comunicó al Ente Operador Regional (EOR), la siguiente instrucción de la Junta de Comisionados: *“Advertir al EOR: a) El aislamiento eléctrico de los nodos de un Contrato Firme regional, no está considerado en la regulación regional, como motivo para invalidar dicho contrato para su consideración en el Predespacho Regional, y b) Las validaciones de factibilidad eléctrica de las transacciones regionales, ante restricciones de transmisión, incluyendo el aislamiento eléctrico de nodos, deben ser ejecutadas y resueltas por el EOR a través del modelo matemático de optimización establecido en el Anexo A3 del Libro II del RMER.”*

II

Que mediante oficio EOR-PDJ-28-04-2017-025 del 28 de abril de 2017, el EOR solicitó con base al Reglamento de Atención de Solicitudes ante la CRIE, respecto a la nota CRIE-SE-69-11-04-2017, se especificara cómo se deben aplicar las validaciones de factibilidad de las transacciones regionales, ante restricciones de transmisión, incluyendo el aislamiento eléctrico de nodos, en los cuales se encuentren declarados Contratos Firmes y sus respectivas Ofertas de Oportunidad, que permita que tal situación sea considerada en la optimización del modelo matemático de Predespacho Regional.

III

Que el día 4 de mayo de 2017 la CRIE emitió el auto de Acuse de Recibo a la solicitud realizada por el EOR asignando el número de expediente No. CRIE-SA-05-02-05-2017, en el cual se consignaba la recepción de la solicitud.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 1, Principios Generales de la Resolución CRIE-30-2016, Reglamento de Atención de solicitudes ante la CRIE, emitida el 30 de junio de 2016, que dice: *“El presente reglamento tiene por objeto establecer el trámite, oportuno y simplificado, de las solicitudes que se planteen ante la CRIE, por parte de cualquier persona natural o jurídica.”*



II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 11 del mismo Reglamento de Atención de solicitudes ante la CRIE, que dice: *“Las solicitudes que se tramitarán por el presente reglamento serán (...) c) Solicitudes de interpretación o aclaración de la normativa regional vigente. Así mismo el artículo 22 dispone: “ Toda solicitud será evaluada por la CRIE, y por escrito en forma sustentada dará respuesta a las solicitudes que se planteen.”*

III

Se procede a analizar los argumentos expuestos por el EOR, que dan origen a su solicitud de aclaración a los aspectos advertidos por la CRIE a través de la nota CRIE-SE-69-11-04-2017:

3.1 Análisis Técnico de la sección 1 “ASPECTOS REGULATORIOS CONSIDERADOS” del Anexo 1 de la nota EOR-PJD-28-04-2017-025

El EOR indica, con base en los numerales A3.3 y A3.4.4.2 del Anexo A3 del Libro II del RMER, lo siguiente: *“... pero no se identifica en el Anexo A3 del Libro II del RMER, que en las validaciones de factibilidad eléctrica de las transacciones regionales, ante restricciones de transmisión, se incluya el aislamiento eléctrico de nodos a través del modelo matemático de optimización”.*

Sobre lo indicado por el EOR, se advierte que en el literal “a” del numeral A3.3 del Anexo A3 del Libro II del RMER, se establece el primer paso que debe realizar el EOR: *“Ejecutará el modelo del predespacho”, siendo en este paso, que el EOR debe aplicar lo que indica como “no identificado”.* En la sección 3.3 del presente informe se explica con detalle este paso en el proceso de ejecución del predespacho regional.

3.2 Análisis Técnico de la sección 2 “ASPECTOS TECNICOS CONSIDERADOS” del Anexo 1 de la nota EOR-PJD-28-04-2017-025

El EOR indica en el primer párrafo de la sección 2 lo siguiente: *“... conforme a lo instruido en la nota CRIE-SE-69-11-04-2017, procedió a ejecutar y resolver las validaciones de factibilidad eléctrica de las transacciones regionales, incluyendo el aislamiento eléctrico del nodo 1710 del escenario de día de operación 9 de marzo de 2017, a través del modelo matemático de optimización, lo cual arrojó resultados desproporcionados entre otros.”*

Al respecto, no se logra identificar la razón técnica o comercial, en la que el EOR se basó para concluir que los resultados del ejercicio realizado son desproporcionados. Ya que al revisar los archivos “LST” remitidos por el EOR como sustento técnico en el “ANEXO 10” a la nota EOR-PJD-28-04-2017-025, se evidencia que:

- a) La fecha de los archivos remitidos por el EOR, corresponden al día 10 de marzo de 2017 y no al día 9 de marzo de 2010 como lo indica el EOR, como se puede apreciar en la figura 2, y
- b) El EOR no incluyó el Contrato Firme de San Diego y ENEE, como se muestra a continuación en las figuras 1 y 2.





Transacciones de Contratos Regionales

OS/OM:
 ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Periodo	Nodo	Agente	Punto Medida	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada
10	1124	1CCOMCUCOE	1_1124_910	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	20.000
10	1124	1CCOMCUCOE	1_1124_911	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	9.000
10	1124	1GGENBIOEN	1_1124_141	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	5.000
10	1124	1GGENBIOEN	1_1124_918	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	5.000
10	1126	1GGENBIOEN	1_1126_920	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	10.000
10	1126	1GGENCAISA	1_1126_953	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	5.000
10	1126	1GGENCAISA	1_1126_954	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	5.000
10	1126	1GGENDUEGC	1_1126_480	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	5.000
10	1124	1GGENHIDRO	1_1124_1013	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	8.284
10	1126	1GGENHIXAC	1_1126_695	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	5.000
10	1126	1GGENHIXAC	1_1126_698	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	6.048
10	1124	1GGENJAEGL	1_1124_954	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	16.816
10	1124	1GGENJAEGL	1_1124_958	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	5.000
10	1126	1GGENPUQPL	1_1126_1068	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	5.000
10	1126	1GGENPUQPL	1_1126_564	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	30.000
10	1126	1GGENPUQPL	1_1126_564	i	CF	O.I. Flexibilidad	0.000	19.000

Fig 1: Sección del informe de predespacho regional, para las contrapartes de inyección de los contratos firmes, para la hora 10 del día 10 de marzo de 2017, donde se evidencia que se consideraron 15 contratos firmes.

```

89974 SETS
89975 Ind_cf(*)      indice de datos de contratos firmes/
89976 i_cf,        g_cf,      j_cf,      Pf_0_cf,      Pf_req_cf,      Pf_ordenada_cf
89977 /;
89978
89979
89980 parameter CF1_ICF(cf) primera columna de la tabla T_MAT_PRE_E_CONFIRM1/
INCLUDE C:\Program Files\GAMS23.0\read_CF1_ICF.lst
89983 1,20
89984 2,19
89985 3,20
89986 4,19
89987 5,20
89988 6,20
89989 7,19
89990 8,19
89991 9,20
89992 10,19
89993 11,20
89994 12,19
GAMS Rev 230 WEX-WEI 23.0.2 x86_64/MS Windows
Modelo de predespacho regional de energía eléctrica
compilation
89995 13,20
89996 14,20
89997 15,19
89998 /;
  
```

Fecha de la ejecución
 03/10/17 13:38:42 Page 1232

15 DF modelados, con correlativos de nodos de inyección 19 y 20, que corresponden a los nodos 1124(La Vega) y 1126(Moyuta). No aparece el correlativo 137 que correspondería al nodo 1710(Panaluya)

Fig 2: Página 1232 del archivo LST remitido por el EOR (en color rojo adiciones GM), para las contrapartes de inyección de los contratos firmes, para la hora 10 del día 10 de marzo de 2017, donde se observa que solamente 15 contratos firmes fueron considerados por el EOR, en la supuesta ejecución para dar cumplimiento a lo advertido por la CRIE en su nota CRIE-SE-69-11-04-2017, evidenciándose que no aparece el contrato de San Diego y ENEE, que debería aparecer con el número correlativo de nodo de inyección 137 (correlativo para el nodo Panaluya) y con un total de 16 contratos.

Considerando las figuras 1 y 2 se demuestra que el EOR no consideró la oferta de inyección del contrato firme entre San Diego y ENEE, en el nodo de Panaluya, en la supuesta ejecución para dar cumplimiento a lo advertido por la CRIE en su nota CRIE-SE-69-11-04-2017.



Se indica que la aplicación y comportamiento del modelo de optimización matemática, debería ser el mismo cuando se modela un nodo aislado, que cuando se modela un área de control aislada, este último caso (aislamiento eléctrico de Guatemala) ha sido comúnmente resuelto por el EOR, aplicando el mismo concepto de precio ex ante: “precio incurrido para satisfacer un incremento marginal de energía en cada nodo de la RTR” y el mismo modelo sin la mejora de “Islas Eléctricas de Predespacho”, referido por el EOR en su informe. Por lo que ambos casos deberían ser igualmente tratados por el EOR.

3.3 Solicitud de Aclaración

El EOR indica en el literal “C” de la sección V “SOLICITUD DE ACLARACIÓN” lo siguiente: “*Que mediante la respectiva resolución emitida por la Junta de Comisionados en respuesta a la presente solicitud, aclare lo contenido en la nota CRIE-SE-69-11-04-2017 y especifique cómo se deben aplicar las validaciones de factibilidad de las transacciones regionales, ante restricciones de transmisión, incluyendo el aislamiento eléctrico de nodos, en los cuales se encuentren declarados Contratos Firmes y sus respectivas Ofertas de Oportunidad, que permita que tal situación sea considerada en la optimización del modelo matemático de Predespacho Regional, ya que como se ha manifestado anteriormente, no se identifica en la regulación regional, preceptos regulatorios específicos que indiquen en el Anexo A3 del Libro II del RMER el aislamiento eléctrico.*”

No se identifica necesario aclarar lo solicitado por el EOR, ya que el precepto regulatorio específico que establece el mecanismo técnico, por medio del cual se logra el aislamiento de uno o varios nodos, ha sido aplicado por el EOR desde el inicio de las operaciones del MER, bajo el RMER más el PDC, a través del siguiente parámetro establecido en el numeral A3.4.6 “Modelo de Red de Transmisión” del Anexo A3 del Libro II del RMER:

A3.4.6 Modelo de Red de Transmisión

Modelo DC

Ecuación de balance de potencia activa (igualdad):

$$Bal_{no} - P_{no} : \sum_{i \in \Omega_{no}} \sum_s P_{ret(i,s)} + \sum_{r \in \Omega_{no}} i_{rr} * RTRMW_{rr} - \sum_{i \in \Omega_{no}} \sum_s P_{my(i,s)} + \sum_{i \in \Omega_{no}} \sum_s i_i * P_{st(i,s)} +$$

$$\sum_{i \in \Omega_{no}} (P_{firme_req(i)} - P_{firme_cortada(i)}) - \sum_{i \in \Omega_{no}} G_i - k \sum_{i \in \Omega_{no}} P_{wp(i)}^0 +$$

$$k \sum_{i \in \Omega_{no}} P_{wp(i)}^0 = -d_{demanda_{no}}$$

Siendo:

$$-rtmw_max_{no} \leq RTRMW_{rr} \leq rtmw_max_{rr}$$



Donde:

$RTRMW_{rt}$	Variable del flujo de potencia activa a través del circuito rt de la red de transmisión regional
i_{rt}	Vector de incidencia del flujo de potencia activa a través del circuito rt de la red de transmisión regional. El valor será negativo (-1) para las líneas donde su nodo inicial sea igual al nodo ne , positivo (+1) para las líneas cuyo nodo final sea igual al nodo ne
i_i	Vector de incidencia del servicio de transmisión. Será positivo (+1) cuando corresponda al nodo de retiro y negativo (-1) para el nodo de inyección declarado en el contrato.
$rtmw_max_{rt}$	Valor máximo de transferencia de potencia activa a través del circuito rt
K	Constante de servicios de transmisión: Si hay servicios de transmisión $k=0$ y si no hay servicios de transmisión $k=1$

A través del parámetro vectorial “irt” (marcado en color rojo), se modelan los estados de los circuitos “rt”, los cuales cuando un nodo “ne” debe ser considerado aislado eléctricamente, por las razones que sean, todos los parámetros “irt” de los circuitos “rt” que tienen como nodo inicial o terminal el nodo “ne” a aislar, deben tener valores de CERO. Alternativamente, también se pueden lograr los efectos de aislamiento transaccional del nodo “ne” a través de limitar a CERO el parámetro “rtmw_maxrt” (marcado en color rojo) para evitar que los flujos de potencia “RTRMWrt”, que convergen en el nodo “ne”, sean mayores que cero.

Por lo tanto, el mecanismo regulatorio para considera el aislamiento de uno o varios nodos de la red en el predespacho regional, se logra a través de los parámetros “irt” o “rtmw_maxrt” establecidos en el numeral A3.4.6 del Anexo A3 del Libro II del RMER.

IV

Que con base en la información suministrada por el EOR, se evidencia que no consideró el contrato de San Diego y ENEE, en la ejecución del ejercicio para dar cumplimiento a lo advertido por la CRIE en su nota CRIE-SE-69-11-04-2017.

V

Que con base la información suministrada por el EOR, no se identifica la razón técnica o comercial, por la que el EOR concluye que los resultados del ejercicio realizado, para dar cumplimiento a lo advertido por la CRIE en su nota CRIE-SE-69-11-04-2017, son desproporcionados.

VI

Que la CRIE considera que lo solicitado por el EOR no hace falta aclaración, ya que el precepto regulatorio específico que establece el mecanismo técnico, por medio del cual se logra el aislamiento de uno o varios nodos, ha sido aplicado por el EOR desde el inicio de las operaciones del MER, bajo el RMER más el PDC, a través de los parámetros “irt” o “rtmw_maxrt” establecido en el numeral A3.4.6 “Modelo de Red de Transmisión” del Anexo A3 del Libro II del RMER.

POR TANTO:

La CRIE, con base en lo considerado y normas del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,



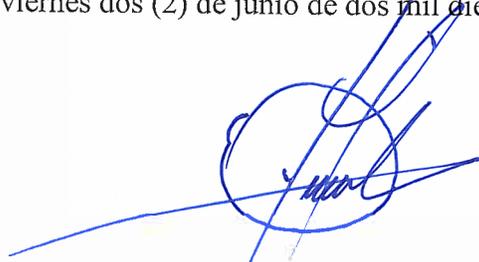
RESUELVE:

PRIMERO: DECLARAR NO HA LUGAR la solicitud de clarificación presentada por el Ente Operador Regional, ya que el precepto regulatorio específico que establece el mecanismo técnico, por medio del cual se logra el aislamiento de uno o varios nodos, ha sido aplicado por el EOR desde el inicio de las operaciones del MER, bajo el RMER más el PDC, a través de los parámetros “irt” o “rtmw_maxrt” establecido en el numeral A3.4.6 “Modelo de Red de Transmisión” del Anexo A3 del Libro II del RMER.

SEGUNDO: VIGENCIA. La presente resolución cobrará vigencia a partir de su firmeza.

PUBLIQUESE Y NOTIFIQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en seis (6) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día viernes dos (2) de junio de dos mil diecisiete.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

