

**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-37-2019, emitida el veintiséis de abril de dos mil diecinueve, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-37-2019  
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO:**

**I**

Que el 17 de enero de 2019, a las 17:20 horas, el Centro Nacional de Despacho (CND-ETESA), OS/OM de Panamá, presentó al Ente Operador Regional (EOR) la solicitud de mantenimiento identificada como SOLMANT No 177, el cual consistía en la realización de pruebas a las protecciones asociadas a la Barra A de 230 kV, en tal sentido se requería la des-energización de la Barra A de 230 kV, el transformador T2 y la línea 230-48, todos elementos asociados a la subestación Panamá.

**II**

Que el 17 de enero de 2019, a las 17:48 horas, el EOR autorizó el mantenimiento 177 solicitado por el CND-ETESA en calidad de emergencia.

**III**

Que el 20 de enero de 2019, a las 10:36:41 horas, durante la operación integrada del Sistema Eléctrico Regional, se presentó falla en la operación del relé 50BF (Sobrecorriente por falla en el interruptor) asociado al interruptor 23B12 de la barra B de la Subestación Panamá, el cual envió señal de apertura a todos los interruptores asociados a la barra B de la referida subestación, provocando la desconexión automática de los transformadores T1 y T3 de 230/115/13.8 kV y del autotransformador T5 230/115 kV, provocando las siguientes afectaciones regionales:

1. Colapso total de los sistemas eléctricos de Nicaragua y Panamá;
2. Partición del Sistema Eléctrico Regional (SER) en 4 islas eléctricas;
3. Disparo del enlace extra-regional México – Guatemala 400 kV;
4. Activación del Esquema de Disparo Automático de Carga por baja Frecuencia Regional (EDACBF) hasta su tercera etapa.

**CONSIDERANDO:**

**I**

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 19 y 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional y son parte de sus objetivos generales: “(...) 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 (...)*”.

**II**

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), entre los principales objetivos y funciones del EOR se encuentra

el de “(...) b. *Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad (...)*”.

### III

Que el evento identificado en el apartado “Resultando” de la presente resolución ocurrido a las 10:36 horas, se originó debido a una falla en el relé 50BF asociado al interruptor 23B12 de la barra B ubicado en la subestación Panamá, el cual envió señal de apertura a todos los interruptores asociados a la barra B de la referida subestación. Derivado de la falla antes mencionada, se registró la pérdida de aproximadamente 130 MW de carga asociados a la subestación Panamá. Seis minutos después de la ocurrida la falla descrita, se presentó el disparo por sobrecarga de los autotransformadores T1 y T2 de la subestación Panamá II, lo anterior debido a que 330 MW de carga que era atendida por la subestación Panamá, pasaron a ser atendidos por la subestación Panamá II. Finalmente, posterior a la pérdida de la carga asociada a las subestaciones Panamá y Panamá II, se presentó una inyección de potencia activa desde el área de control de Panamá al SER de aproximadamente 430 MW.

### IV

Que se verificó que: a) el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga instalado en el área de control de Panamá operó satisfactoriamente desconectando 98 MW de generación asociados a los generadores G1 y G3 de la Central Fortuna; b) Tanto el Esquema de Control Suplementario (ECS) de la línea Masaya – San Martín 230 kV, instalado en el área de control de Nicaragua como el ECS de respaldo instalado en el área de Control de Costa Rica para actuar entre las áreas de control de Costa Rica y Panamá no operaron satisfactoriamente debido a problemas de comunicación y bloqueo por oscilaciones respectivamente; c) Con relación a la operación del EDACBF regional, las áreas de control de Guatemala, El Salvador y Costa Rica no cumplieron con el porcentaje total esperado de desconexión de carga.

### V

Que el análisis de seguridad operativa realizado por el EOR para la aprobación del SOLMANT 177, muestra que con una importación de Panamá de 230 MW, se presentaron sobrecargas por encima de los Rates A y B (posible límite térmico continuo), lo cual representaría una violación a la evaluación del criterio de seguridad ante la ocurrencia de contingencia simple.

### VI

Que el análisis de seguridad operativa realizado por el CND-ETESA asociado al SOLMANT 177, no consideró transferencias entre Panamá y el SER.

### VII

Que de conformidad con lo establecido en la regulación regional vigente, el SOLMANT 177 no debió ser considerado como mantenimiento de emergencia, toda vez que no cumplía con las características detalladas en la regulación regional para ser considerado como tal.

### VIII

Que se comprobó que durante el evento ocurrido a las 12:25 horas: a) El CNDC-ENATREL ignoró tanto la advertencia realizada por el EOR relativa a la precaución al momento de sincronizar la zona norte y sur de Nicaragua así como la instrucción de proceder con el cierre de la línea de transmisión Ticuantepe – Cañas 230 kV; b) El CNDC-ENATREL cerró la línea de transmisión Masaya – San Martín 230 kV, sin contar con información del sistema SCADA de las subestaciones San Martín, Alba Rivas, Eolo y Amayo 230 kV. Adicionalmente, el OS/OM de Nicaragua, no coordinó con el EOR para proceder con el cierre de la referida línea a sabiendas que esta maniobra representaría la sincronización del SER (incluyendo a México); y c) El OS/OM de Costa Rica cambió el modo de

control del AGC, pasando de TLB a control de frecuencia únicamente, sin reportar dicha acción de control al EOR.

### **IX**

Que ante los eventos del 20 de enero de 2019, el EOR emprendió las siguientes acciones remediales en coordinación con los OS/OMs de la región:

1. El EOR coordinó con los OS/OM de Costa Rica y Nicaragua, la ejecución de las acciones necesarias para verificar el correcto funcionamiento de los ECS respectivos involucrados en el evento. Así mismo, se coordinó con el OS/OM de Panamá, la ejecución de pruebas en la subestación Panamá, para determinar las causas del disparo indeseado del relé 50BF asociado al interruptor 23B12.
2. El OS/OM de Nicaragua informó al EOR que ha revisado, en conjunto con el Agente Transmisor ENATREL, el problema del canal de comunicación del ECS por sobrecarga de la línea Masaya – San Martín, comunicando que se han realizado las correcciones del caso y ha quedado en servicio correctamente. Para tal fin remitirán al EOR, a más tardar el lunes 18 de febrero de 2019, el expediente con los resultados de las pruebas realizadas.
3. El OS/OM de Costa Rica ha solicitado y está coordinando con el Agente Transmisor, la implementación de un mecanismo independiente para asegurar el disparo de la línea de interconexión Cahuita – Changuinola 230 kV por acción del ECS de respaldo instalado entre las áreas de control de Costa Rica y Panamá. Se acordó que a más tardar el 15 de marzo de 2019, el CENCE-ICE remitirá al EOR el expediente con las pruebas y el detalle del mecanismo independiente (protección dedicada) para asegurar el disparo de la línea Cahuita – Changuinola 230 kV por operación del respectivo ECS de respaldo.
4. El OS/OM de Panamá informó sobre la implementación del proyecto SPEAR, el cual busca ampliar el alcance del EDGxPC a unidades generadoras de otras centrales. Para tal fin remitirá al EOR información respecto al referido proyecto.

### **X**

Que en Reunión Presencial número 139 del veintiséis de abril de dos mil diecinueve, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre el contenido del informe GT-40-2019, el cual se anexa a la presente resolución, acordó instruir al Ente Operador Regional para que en coordinación con los OS/OMs revisen y ajusten los ECS que actuaron de forma deficiente durante el evento acaecido el 20 de enero de 2019 para lo cual deberá remitir a esta Comisión en un plazo de diez (10) días hábiles, un plan de trabajo detallado que refleje las tareas necesarias para dar cumplimiento a lo instruido, tal y como se dispone.

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

Con base en los resultandos y considerados que antecedente, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

**RESUELVE:**

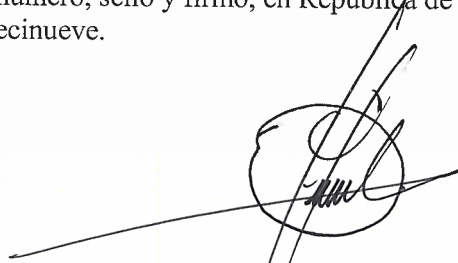
**PRIMERO. INSTRUIR** al ENTE OPERADOR REGIONAL para que en coordinación con los OS/OMs revisen y ajusten los ECS que actuaron de forma deficiente durante el evento acaecido el 20 de enero de 2019.

**SEGUNDO. INSTRUIR** al ENTE OPERADOR REGIONAL a que, remita a esta Comisión en un plazo de diez (10) días hábiles, un plan de trabajo detallado que refleje las tareas necesarias para dar cumplimiento a lo instruido en el Resuelve Primero de la presente resolución y que contemple la entrega de informes a la CRIE.

**TERCERO.** La presente resolución cobrará firmeza de conformidad con lo establecido en el apartado 1.11 del Libro IV del RMER.

**PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en cuatro (04) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día jueves dieciséis (16) de mayo de dos mil diecinueve.



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



**CRIE**  
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica  
**SECRETARIO EJECUTIVO**