

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-30-2025, emitida el treinta y uno de octubre de dos mil veinticinco, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-30-2025

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que el 1 de marzo de 2025, a las 09:22:05 horas, se presentó una falla en la subestación 15 de Septiembre, ubicada en el área de control de El Salvador, la cual dio origen a un evento en el Sistema Eléctrico Regional (SER) tras el cual se registró el colapso total de tensión en el área de control de Honduras. Este acontecimiento quedó documentado en el reporte de evento No. 25-3-2025, publicado por el Ente Operador Regional (EOR) en su sitio web institucional.

Ante dicho evento, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) inició una investigación de oficio con el objeto de evaluar el actuar de las entidades involucradas en dicho evento. Lo anterior, con el propósito de determinar si existieron conductas (acciones u omisiones) que pudieran calificarse como incumplimientos a la Regulación Regional.

II

Que el 1 de marzo de 2025, la CRIE remitió al EOR la nota CRIE-SE-AT-26-01-03-2025, mediante la cual solicitó “(...) información relativa al Evento Regional con referencia No 25-2025, ocurrido el 1 de marzo de 2025 a las 9:22 horas.”, incluyendo, entre otros aspectos, la entrega de los “(...) Informes preliminares y finales del evento, tanto los elaborados por los OS/OMS como los elaborados por el EOR (...)”. El plazo máximo para la entrega de esta información se estableció conforme a lo dispuesto en los literales b) y c) del numeral 5.5.1.1 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), otorgando al Operador Regional un período de tres (3) días hábiles contados a partir del vencimiento de los plazos indicados en dichos literales.

III

Que el 19 de marzo de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-19-03-2025-039, en respuesta a la nota CRIE-SE-AT-26-01-03-2025.

IV

Que el 11 de abril de 2025, en el marco de la investigación de oficio, la CRIE remitió notas solicitando información técnica y documental a las siguientes entidades:

- Ente Operador Regional (EOR)
 - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-103-11-04-2025
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
 - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-104-11-04-2025
- Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL)
 - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-105-11-04-2025
- Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT)
 - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-106-11-04-2025

V

Que el 8 de mayo de 2025, ETESAL remitió a la CRIE la nota 00001188, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-105-11-04-2025.

VI

Que el 9 de mayo de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-09-05-2025-334, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-103-11-04-2025.

VII

Que el 9 de mayo de 2025, la UT remitió a la CRIE la nota 0396/2025, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-106-11-04-2025.

VIII

Que el 20 de mayo de 2025, la ENEE remitió a la CRIE la nota GT-287-V-2025, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-104-11-04-2025.

IX

Que el 8 de septiembre de 2025, en el marco de la investigación, la CRIE remitió al EOR la nota CRIE-SV-115-2025, solicitando información complementaria.

X

Que el 16 de septiembre de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-16-09-2025-481, en respuesta a la nota CRIE-SV-115-2025.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), que conforme el artículo 20 del Tratado Marco “(...) cuenta con la capacidad jurídica suficiente para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos aquellos actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad (...)” y según los literales a) y b) del artículo 22 del Tratado Marco entre sus objetivos generales 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, los artículos 21 y 25 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, le confieren a la CRIE las facultades de supervisar y vigilar el cumplimiento de la Regulación Regional.

II

Que de conformidad con el artículo 25 del Tratado Marco: “El EOR es el ente operador del Mercado regional, 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 de conformidad con los artículos 10 y 28 del Tratado Marco, el EOR en coordinación con los Operadores de Sistema y Operadores de Mercado (OS/OMS), realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos de la región, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. Al respecto el artículo 10 del Tratado Marco, establece que: “(...) El Ente Operador Regional (EOR), organismo regional creado en el artículo 18 de este Tratado, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico.”; por su parte, el artículo 28 del Tratado Marco establece que: “Los principales objetivos y funciones del EOR son: ... 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. ...”.

IV

Que de conformidad con el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo), los agentes del Mercado, los Operadores de Sistema y Mercado (OS/OMS) y el EOR están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional.

V

Que de conformidad con los incisos a), b) y c) del numeral 3.2.1 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) “(...) a) El EOR coordinará la operación técnica del SER; b) En cada país las funciones de la operación técnica del SER se llevarán a cabo por el OS/OM correspondiente en coordinación con el EOR; c) Cada OS/OM tendrá la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales; ...”; asimismo, de conformidad con los literales a) y b) del numeral 3.2.4.1 del Libro II del RMER, “El sistema regional se operará coordinadamente entre el EOR, los OS/OMS y los agentes, de acuerdo al siguiente esquema: a) Cada OS/OM coordinará la operación del sistema nacional, de acuerdo con la regulación nacional, manteniendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales en los nodos de la RTR; b) Los OS/OMS informarán al EOR todo cambio, evento o estado de emergencia en su sistema que afecte el SER y/o las inyecciones o retiros programados (...)”. De la normativa previamente citada, se puede extraer con claridad que la operación técnica del Mercado Eléctrico Regional (MER), se basa en un esquema jerárquico, en el cual el EOR coordina la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER) con los OS/OMS, y que dicha operación debe realizarse atendiendo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) nacionales y regionales.

VI

Que, tal y como se expuso, el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas ocurrió un evento en el Sistema Eléctrico Regional (SER). De acuerdo con el informe final elaborado y remitido por el EOR a esta Comisión, el evento inició en la subestación 15 de Septiembre, ubicada en el área de control de El Salvador, durante la ejecución de un mantenimiento correctivo en la cuchilla identificada como 18DSW7-11B, localizada en el nivel de 115 kV de dicha subestación. Según lo señalado en el propio informe, dicho mantenimiento se realizaba sin la coordinación previa entre el EOR y la Unidad de Transacciones S.A. de C.V. (UT), OS/OM del área de control de El Salvador, dado que dicho Operador Nacional no habría reportado al Operador Regional la correspondiente Solicitud de Mantenimiento (SOLMANT) asociada a estos trabajos.

Cabe destacar que, conforme al apartado 5.17.10 del Libro II del RMER, el cual regula los procedimientos que debe seguir el EOR, en coordinación con los OS/OMS, para la ejecución de maniobras en instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR), y en particular según lo establecido en el numeral 5.17.10.7, se requería la coordinación previa entre el EOR y la UT, con el fin de evaluar que las maniobras asociadas al mantenimiento cumplieran con requisitos de orden técnico y de seguridad aplicables al personal y a las instalaciones.

Asimismo, en el informe se señala que la duración y propagación del evento se vio agravada por deficiencias en la actuación de determinadas protecciones de respaldo. En particular, se indica la no operación de las protecciones de sobrecorriente en el lado de 115 kV de los dos autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre, así como la actuación retardada de la protección de distancia configurada en zona 4, encargada de abrir la línea de 230 kV 15 de

Septiembre – Nueva Nacaome en el extremo correspondiente a la subestación Nueva Nacaome. Otro aspecto relevante a mencionar es que, según lo indicado por el EOR en el informe del evento, la protección primaria correspondiente al diferencial de barra 2 (87B2) actuó correctamente al detectar la falla; sin embargo, no logró aislarla, ya que su punto de origen se encontraba al exterior del interruptor 18-7-11, el cual ya permanecía abierto debido al mantenimiento que se estaba realizando.

En atención dicho evento, la CRIE inició una investigación de oficio con el objeto de evaluar el actuar de las entidades involucradas en el evento ocurrido en el SER el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas, tanto en el proceso previo de coordinación del mantenimiento en la subestación 15 de Septiembre, como en lo relativo a las posibles deficiencias en el funcionamiento de protecciones de respaldo en dicha subestación (área de control de El Salvador) y en la subestación Nueva Nacaome (área de control de Honduras). Lo anterior, con el propósito de determinar si existieron conductas (acciones u omisiones) que pudieran calificarse como incumplimientos a la Regulación Regional.

Para efectos de documentar el análisis realizado en la investigación de oficio, a continuación, se exponen la situación objeto de investigación. En primer lugar, se presenta la hipótesis planteada del caso objeto de investigación; posteriormente, se describe la metodología empleada para su desarrollo, y finalmente se detalla la información solicitada a las entidades involucradas.

Hipótesis del caso objeto de investigación

Con base en el contenido del informe final elaborado por el EOR, relacionado con el evento ocurrido en el SER el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas, se presume que el mantenimiento correctivo en la subestación 15 de Septiembre se realizaba sin la coordinación previa entre el EOR y la UT, en contravención a los procedimientos establecidos en la Regulación Regional para la notificación, planificación y ejecución de trabajos en instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR). En particular, se presume que el OS/OM del área de control de El Salvador no presentó la correspondiente Solicitud de Mantenimiento (SOLMANT), lo cual habría impedido al Operador Regional, en coordinación con dicho OS/OM y por ende con el agente transmisor involucrado, procurar que las maniobras asociadas al mantenimiento en la cuchilla identificada como 18DSW7-11B, cumplieran con requisitos de orden técnico y de seguridad para el personal y las instalaciones.

Asimismo, se plantea que la supuesta actuación incorrecta o tardía de sistemas de protección de respaldo, encargados de liberar la falla iniciada durante la ejecución de los trabajos en la cuchilla 18DSW7-11B, prolongó la duración del evento y contribuyó a su propagación al resto del SER. En particular, se señala la no operación de las protecciones de sobrecorriente en el lado de 115 kV de los autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre, así como la actuación retardada de la protección de distancia configurada en zona 4, encargada de abrir la línea 230 kV 15 de Septiembre – Nueva Nacaome en el extremo de la subestación Nueva Nacaome. Cabe

señalar que, de acuerdo con el informe final del evento elaborado por el EOR, la protección local correspondiente al diferencial de barra 2 (87B2) actuó correctamente al detectar la falla; sin embargo, no logró aislarla, ya que el interruptor 18-7-11 ya se encontraba abierto debido al mantenimiento que se estaba realizando.

En este contexto, se sugiere que la conducta de los actores involucrados en el evento, particularmente del OS/OM del área de control de El Salvador y de los agentes transmisores de las áreas de control de El Salvador y Honduras, podría no haberse ajustado plenamente a lo establecido en la Regulación Regional, específicamente en lo referente a:

- La coordinación operativa previa con el EOR para la ejecución de trabajos en instalaciones asociadas a la RTR; y
- La adecuada configuración de la selectividad y de los tiempos de actuación de sistemas de protección de respaldo.

En consecuencia, se plantea como hipótesis que presuntamente se omitió por parte del OS/OM del área de control de El Salvador, coordinar de forma previa con el EOR para la ejecución de trabajos en instalaciones asociadas a la RTR, propiamente en el mantenimiento en la cuchilla 18DSW7-11B, así como deficiencias en la actuación de protecciones de respaldo en las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, lo que prologó la duración del evento del 1 de marzo de 2025 y contribuyó a su propagación al resto del SER.

Metodología empleada en la investigación

Para cumplir con el objetivo de la investigación, se adoptó una metodología cualitativa, orientada a garantizar una evaluación objetiva, imparcial y documentada de los hechos que dieron origen, prolongaron y propagaron el evento ocurrido el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas en el SER. Esta metodología se centró en el análisis de los factores de coordinación, operación y protección que, según el informe final elaborado por el EOR, estuvieron involucrados en el referido evento; cabe destacar que dicho informe fue elaborado con base en los informes finales remitidos al EOR por los OS/OMS de las áreas de control del SER y por la Empresa Propietaria de la Red (EPR), los cuales también fueron objeto de análisis y valoración por parte de esta Comisión en el marco de la investigación.

En este sentido, el análisis metodológico se sustentó en la revisión de la documentación proporcionada por las entidades directamente involucradas, complementada con los informes finales del evento elaborados por el EOR, los OS/OMS y la EPR, así como con el estudio de la Regulación Regional aplicable a la Situación Objeto de la Investigación. En particular, se solicitó información a las siguientes entidades:

- Ente Operador Regional (EOR),
- Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT),
- Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), y
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Entre los principales aspectos abordados en la investigación, se incluyen los siguientes:

- La verificación de la existencia y tramitación de la Solicitud de Mantenimiento (SOLMANT) por parte del OS/OM del área de control de El Salvador ante el EOR;
- La evaluación del cumplimiento de los procedimientos establecidos en la Regulación Regional para la ejecución de trabajos de mantenimiento en instalaciones asociadas a la RTR;
- La revisión y análisis de la documentación técnica relacionada con la coordinación de protecciones de respaldo, en particular:
 - Las protecciones de sobrecorriente ubicadas en el lado de 115 kV de los dos autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre; y
 - La protección de distancia configurada en zona 4, encargada de disparar la línea de 230 kV 15 de Septiembre – Nueva Nacaome desde el extremo ubicado en la subestación Nueva Nacaome.

Esta metodología ha permitido a esta Comisión, consolidar los elementos de juicio necesarios para determinar si el actuar de las entidades involucradas se ajustó a lo dispuesto en la Regulación Regional, especialmente en lo relativo a la coordinación operativa con el EOR para la ejecución de trabajos en instalaciones asociadas a la RTR y al desempeño de los sistemas de protección de respaldo, considerando el impacto que dichas acciones u omisiones tuvieron en el inicio, la prolongación y la propagación del evento ocurrido en el SER el 1 de marzo de 2025.

Información solicitada a las entidades involucradas

En atención a las funciones de supervisión y vigilancia del MER, asignadas a la CRIE en el Segundo Protocolo al Tratado Marco, y conforme a lo establecido en el Libro IV del RMER, esta Comisión solicitó información técnica y documental a las entidades directamente involucradas en el evento ocurrido el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas, a fin de recabar los elementos necesarios para el desarrollo de la investigación de oficio.

Dicha solicitud de información se realizó en el marco de lo establecido en el inciso a) del artículo 22 del Tratado Marco, que faculta a la CRIE a “(...) *Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.*”. En particular, se consideró el contenido del informe final elaborado por el EOR, en el cual se identifican elementos relevantes que sugieren

posibles incumplimientos a la Regulación Regional, tanto en lo relativo a la coordinación operativa de mantenimientos como al desempeño de sistemas de protección de respaldo.

En este contexto, y con el propósito de verificar las condiciones en las que se ejecutó el mantenimiento en la subestación 15 de Septiembre, así como de analizar la actuación de las protecciones de respaldo asociadas al evento, se remitieron solicitudes formales de información técnica y documental a las siguientes entidades:

- Ente Operador Regional (EOR)
 - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-103-11-04-2025 (solicitud inicial)
 - Nota CRIE-SV-115-2025 (solicitud complementaria)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
 - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-104-11-04-2025
- Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL)
 - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-105-11-04-2025
- Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT)
 - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-106-11-04-2025

Las solicitudes de información se centraron en los siguientes aspectos:

- La Solicitud de Mantenimiento (SOLMANT) correspondiente a los trabajos ejecutados en la cuchilla 18DSW7-11B;
- Los procedimientos normativos aplicables, conforme a lo establecido en la Regulación Regional, a trabajos en instalaciones asociadas a la RTR;
- La documentación técnica relativa a la coordinación de sistemas de protección de respaldo en las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome; y
- Las evidencias de las acciones implementadas para preservar la calidad, seguridad y desempeño de la RTR, así como la seguridad operativa del SER.

Las respuestas recibidas entre el 8 y el 20 de mayo de 2025 (información inicial), así como la información complementaria remitida por el EOR el 16 de septiembre del mismo año, constituyen la base documental que ha sustentado el desarrollo de la investigación de oficio.

Con base en estos insumos y conforme a lo dispuesto en la Regulación Regional en lo referente al proceso de coordinación de mantenimientos y al funcionamiento de protecciones, la CRIE evaluó el actuar de las entidades involucradas en el evento ocurrido en el SER el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas, tanto en lo relativo al proceso previo de coordinación del mantenimiento en la subestación 15 de Septiembre, como a las posibles deficiencias en el funcionamiento de protecciones de respaldo en dicha subestación (área de control de El Salvador) y en la subestación Nueva Nacaome (área de control de Honduras). A continuación, se presenta el análisis realizado, así como los argumentos proporcionados por el Ente Operador Regional

(EOR), la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT), la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Proceso previo de coordinación del mantenimiento a la cuchilla 18DSW7-11B ubicada en la subestación 15 de Septiembre

Según lo señalado en el informe final elaborado por el EOR, el evento ocurrido el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas en el Sistema Eléctrico Regional (SER), inició en el área de control de El Salvador, específicamente en la subestación 15 de Septiembre, durante la ejecución de un mantenimiento correctivo a la cuchilla 18DSW7-11B, ubicada en el nivel de tensión de 115 kV. Conforme a dicho informe, este mantenimiento se realizaba sin la coordinación previa con el EOR, ya que el OS/OM del área de control de El Salvador no presentó la correspondiente Solicitud de Mantenimiento (SOLMANT) ante el Operador Regional.

Conforme a lo establecido en el numeral 5.17.10 del Libro II del RMER, que regula los procedimientos que el EOR debe seguir en coordinación con los OS/OMS para la ejecución de maniobras en instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR), en particular según el numeral 5.17.10.7, era necesaria la coordinación previa entre el EOR y la UT con el fin de garantizar que las maniobras asociadas al mantenimiento en cuestión cumplieran con requisitos de orden técnico y de seguridad previstos para el personal y las instalaciones.

En relación con el anterior señalamiento, y específicamente con la omisión en la presentación de la SOLMANT ante el EOR por parte del OS/OM del área de control de El Salvador, a continuación, se presenta la información más relevante remitida a esta Comisión por las entidades involucradas (EOR, UT y ETESAL), en el marco de la investigación:

- El EOR, en el documento “039-Anexo IV_Informe final EOR Evento del 01-marzo-2025_0922h”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“En el área de control de El Salvador se realizaba mantenimiento correctivo a la cuchilla 18DSW7-11B en subestación 15 de Septiembre (no se reportó SOLMANT de estos trabajos al EOR), (...)”.

“(...) El origen del evento ocurrió por falla a tierra en la cuchilla 18DSW7-11B en subestación 15 de Septiembre a nivel de 115 kV en el área de control de El Salvador, durante labores de mantenimiento no reportadas al EOR. (...)”.

- El EOR, en el documento “334-Anexo A.-Informe tecnico - Informacion solicitada CRIE en nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-103-11-04-2025”, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a la “Bitácora de los mantenimientos efectuados en tiempo real el 1 de marzo de 2025 en la RTR del área de control de El Salvador, incluyendo los mantenimientos programados, forzados o de emergencia; así como, el detalle de la coordinación entre el EOR y el OS/OM del área de control

de El Salvador para la ejecución del mantenimiento correctivo de la cuchilla identificada como '18DSW7-11B' de la subestación 15 de Septiembre.”:

“(…) Al respecto, el CRCT del EOR registró solamente en ejecución el mantenimiento programado por parte del AMM, consistente en Mantenimiento a Equipos de Potencia, conexiones de potencia, tableros PCyM y SSAA asociados a la bahía Ahuachapán en SE La Vega II 230 KV. Adicionalmente dentro del desarrollo de este mantenimiento se solicitaron realizar trabajos forzados consistentes en sustitución de aisladores en torre 25 y reparación de blindaje por hilo roto en cable OPGW, vano 44-45, de la línea se Ahuachapán - La Vega II. Trabajos solicitados por EPR El Salvador. // Dado que era el único mantenimiento en ejecución, el CRCT [Centro Regional de Control de Transacciones] del EOR no tenía conocimiento de maniobras que se realizaban en cuchilla 18DSW7-11B en la subestación 15 de septiembre del área de control de El Salvador.”.

- El EOR, en el documento “334-Anexo A.-Informe tecnico - Informacion solicitada CRIE en nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-103-11-04-2025”, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a la “La cronología de la coordinación de maniobras realizadas el 1 de marzo de 2025 en la subestación 15 de Septiembre entre el OS/OM del área de control de El Salvador y el EOR, previo a la ocurrencia de la falla.”:

“No existen registros de coordinación de maniobras en la subestación 15 de Septiembre que hayan sido solicitadas por la UT al EOR, previo a la ocurrencia de la falla. // Es importante indicar que previo a la sincronización de unidades en cualquier barra de cualquier área de control, siempre se efectúan maniobras de preparación de condiciones topológicas de sincronismo, motivo por el cual este tipo de maniobra es considerada normal y es controlada por la planta y el Operador del sistema. A nivel regional estas maniobras actualmente no son supervisadas por el CRCT [Centro Regional de Control de Transacciones], Exceptuando todas aquellas maniobras que involucre coordinación dentro de un mantenimiento programado o de emergencia. // En el referido caso, se confirma que estas maniobras no concluyeron en sincronismo de ninguna unidad planta [sic] 15 de septiembre. // En el orden cronológico se muestran los registros del SCADA Regional: (...)”.

Tabla 1. Cronología de registros del SCADA Regional, relacionadas con la S/E 15 de Septiembre el 1/03/2025

HORA	ALARMA
1/3/2025 07:03:35	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-11 EST ABIERTO
1/3/2025 07:03:35	315_SEPTIEMBRE IN115 INME7-12 EST ABIERTO
1/3/2025 07:03:55	315_SEPTIEMBRE SC13-8 SCTRG2 EST ABIERTO
1/3/2025 07:11:46	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-11 EST CERRADO
1/3/2025 07:11:51	315_SEPTIEMBRE IN115 INME7-12 EST CERRADO
1/3/2025 09:07:14	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-11 EST ABIERTO
1/3/2025 09:13:11	315_SEPTIEMBRE SC115 SCEN7-11 EST ABIERTO
1/3/2025 09:13:16	315_SEPTIEMBRE SC115 SCSA7-11 EST ABIERTO
1/3/2025 09:22:15	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-41 EST ABIERTO
1/3/2025 09:22:15	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-31 EST ABIERTO
1/3/2025 09:22:15	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-21 EST ABIERTO
1/3/2025 09:22:39	315_SEPTIEMBRE IN115 INME7-12 EST ABIERTO
1/3/2025 09:35:52	315_SEPTIEMBRE IN230 INB18-22 EST ABIERTO
1/3/2025 09:36:02	315_SEPTIEMBRE IN230 INB28-23 EST ABIERTO
1/3/2025 09:36:22	315_SEPTIEMBRE IN230 IN8-32 EST ABIERTO
1/3/2025 09:36:37	315_SEPTIEMBRE IN230 IN8-33 EST ABIERTO
1/3/2025 09:40:06	315_SEPTIEMBRE IN115 INME7-12 EST CERRADO
1/3/2025 09:41:27	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-31 EST CERRADO
1/3/2025 09:41:42	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-21 EST CERRADO
1/3/2025 09:42:02	315_SEPTIEMBRE IN115 INB27-41 EST CERRADO
1/3/2025 09:44:25	315_SEPTIEMBRE IN230 IN8-32 EST CERRADO
1/3/2025 09:44:42	315_SEPTIEMBRE IN230 IN8-33 EST CERRADO

Fuente: “334-Anexo A.-Informe tecnico - Informacion solicitada CRIE en nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-103-11-04-2025” elaborado por el EOR.

- El EOR, en el documento “334-Anexo A.-Informe tecnico - Informacion solicitada CRIE en nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-103-11-04-2025”, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a “Cualquier información adicional que pueda justificar la ejecución del mantenimiento correctivo de la cuchilla identificada como ‘18DSW7-11B’ de la subestación 15 de Septiembre y/o que resulte relevante para la investigación de oficio relativa al Evento Regional del 1 de marzo de 2025.”:

“(…) Es importante indicar que las maniobras registradas en el CRCT del EOR solo se refieren al aislamiento del interruptor 18-7-11 de la SE 15 de Septiembre, maniobra de rutina dentro de los procesos de sincronismo y salida de unidades generadoras por parte del agente generador. Lo que no es rutinario es que se registren maniobras de apertura de cuchillas.”.

- En los siguientes documentos elaborados por el EOR y remitidos a esta Comisión en el marco de la investigación: “EOR-Programa-Semanal_Mantenimientos_24_Febrero_al_02_Marzo_2025”, “Mantenimientos realizados del 24 feb al 02 mar 2025 tiempo real”, “Informe diario de la coordinación del Centro Regional de Control de Transacciones (CRCT)”, “Recordings_20250302_21115401marz (1)”, y “Anexo III.- Bitácora y alarmas”, no se identificó evidencia de trabajos autorizados por el EOR con relación a los que se estaban realizando en la subestación 15 de Septiembre el 1 de marzo de 2025.

Asimismo, tampoco se identificaron registros que indiquen que se reportaron al EOR maniobras en tiempo real asociadas a dichos trabajos, conforme a la revisión del histórico de grabaciones de voz operativa y de los diversos informes de operación elaborados por el propio EOR.

- La Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT), en el documento “*Anexo Respuesta a Requerimiento de CRIE*”, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación al “*Detalle del plan de mantenimientos mayores y menores ejecutados el 1 de marzo del 2025 en la subestación 15 de Septiembre, tanto de los elementos de transmisión, como de generación.*”:

“En la tabla [2] se listan los mantenimientos en la subestación 15 de Septiembre que se ejecutaron el 1 de marzo de 2025.”.

Tabla 2. Mantenimientos ejecutados en la S/E 15 de Septiembre el 1 de marzo de 2025

Inicio	Fin	Tipo de Mantenimiento	Equipo	Comentario
01-03-2025 09:07	01-03-2025 10:34	Mantenimiento de Emergencia	15 de Septiembre Interruptor 115 kV: 18-7-11	Ajuste de seccionador 18DSW7-11-B y verificación de mando.
03-02-2025 08:00	20-03-2025 21:57	PAMM (Mantenimiento Mayor)	15 de Septiembre Unidad Generadora: 15SE-U1	Mantenimiento mayor a equipos principales y auxiliares.

Fuente: “*Anexo Respuesta a Requerimiento de CRIE*” elaborado por la UT.

- La UT, en el documento “*Anexo Respuesta a Requerimiento de CRIE*”, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a “*(...) las solicitudes de mantenimiento (SOLMANT) correspondiente a la cuchilla 18DSW7-11B y demás elementos involucrados de la subestación 15 de Septiembre del 1 de marzo de 2025, incluyendo los casos de mantenimientos programados, forzados o de emergencia.*”:

“ETESAL ejecutó un mantenimiento de emergencia al interruptor 18-7-11 el día 28 de febrero, logrando identificar en ese momento un desajuste en el seccionador 18DSW7-11B que debía atenderse a la brevedad posible; solicitó pues, ese mismo día, un mantenimiento de emergencia con fecha 1 de marzo para el interruptor 18-7-11, ETESAL informó que el interruptor se encontraría abierto y aislado durante la ejecución de los trabajos, por lo que al momento de evaluar la viabilidad del mantenimiento no se encontró ningún impedimento en la ejecución del trabajo. // Si bien el apartado 5.7.1.5 del Libro III del RMER, establece los mantenimientos a ser coordinados y aprobados en conjunto con el EOR, en el caso del 18-7-11 se determinó por parte de UT que el mantenimiento de emergencia solicitado por ETESAL no desconectaba, restringía o limitaba la operación normal de líneas y demás instalaciones de la RTR, como establece el inciso ‘a y c’ del apartado antes mencionado. Además, es un interruptor asociado a un generador (15se-u2) que no se encontraba en operación, y que influye en la conectividad de una línea (15SE-SMAR-01) que no pertenece a la RTR, es decir que el interruptor no está asociado a un elemento de la RTR. // Con base en lo anterior, no se envió SOLMANT al EOR para el ajuste al seccionador 18DSW7-11B.”.

- La UT, en el documento “Anexo Respuesta a Requerimiento de CRIE”, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a “La cronología de la coordinación de maniobras del día 1 de marzo de 2025 en la subestación 15 de Septiembre, entre la Unidad de Transacciones S.A. de C.V. (UT) y la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), así como entre la UT y el EOR, previo a la ocurrencia de la falla.”:

“En la tabla [3] se detalla la cronología de la coordinación de maniobras del día 1 de marzo de 2025 en la subestación 15 de Septiembre, entre la UT y la ETESAL. No hay registros de comunicación con el EOR por ser un mantenimiento que no se coordinó con esta entidad, por las razones citadas en la respuesta del numeral anterior.”.

Tabla 3. Cronología de coordinación de maniobras de la UT y de la ETESAL, en la S/E 15 de Septiembre el 1 de marzo de 2025

Hora	Evento	Medio
09:00	ETESAL informa a UT que ya cuenta con personal para iniciar el mantenimiento y solicita UT la apertura del interruptor 18-7-11.	Radio
09:01	UT llama por radio a planta 15 de Septiembre para solicitar maniobra sin lograr respuesta.	Radio
09:02	UT solicita a planta 15 de Septiembre la apertura del interruptor 18-7-11 por ejecución de trabajos de mantenimiento por parte de ETESAL.	Teléfono
09:07	Planta 15 de Septiembre solicita confirmación de la maniobra a realizar. UT confirma la solicitud de apertura del 18-7-11.	Teléfono
09:07	Señal en SCADA de la apertura del interruptor 18-7-11.	N/A
09:08	UT informa a ETESAL que se tiene señal de apertura del interruptor 18-7-11 y solicita a ETESAL que proceda a confirmar la apertura efectiva en campo.	Radio
Hora	Evento	Medio
09:09	ETESAL confirma a UT apertura efectiva del interruptor 18-7-11 e informa que procederá a la apertura de los seccionadores 18DSW7-11A y 18DSW-7-11B.	Radio
09:13	ETESAL informa a UT que los seccionadores 18DSW-7-11A y 18DSW7-11B se encuentran abiertos	Radio
09:14	UT informa a planta 15 de Septiembre que el interruptor 18-7-11 se encuentra abierto y aislado.	Teléfono
09:22	Falla en subestación 15 de Septiembre.	N/A

Fuente: “Anexo Respuesta a Requerimiento de CRIE” elaborado por la UT.

“En la [Tabla 4] se encuentra la cronología de las maniobras realizadas por ETESAL, antes de comenzar a trabajar en el seccionador 18DSW7-11B.”.

Tabla 4. Cronología de maniobras realizadas por la ETESAL, en la S/E 15 de Septiembre el 1 de marzo de 2025, previo a la ejecución del mantenimiento respectivo

No.	Maniobra a realizar	Hora efectuada	Responsable
1	Apertura de interruptor 18-7-11	09:07	UT
2	Apertura de seccionadores 18DSW7-11A y 18DSW7-11B	09:11	ETESAL
3	Bloqueo y señalización de dispositivos de corte en posición	09:12	ETESAL
4	Verificación de ausencia de voltaje en zona de trabajo	09:14	ETESAL
5	Colocación de puestas a tierras locales	09:19	ETESAL
6	Delimitación y señalización de la zona de trabajo	09:20	ETESAL
7	Charla informativa de seguridad industrial	09:20	ETESAL
8	Orden de inicio de los trabajos	09:21	ETESAL

Fuente: “Anexo Respuesta a Requerimiento de CRIE” elaborado por la UT.

- La Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), en la nota 00001188, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación al “Plan de mantenimiento correspondiente al 1 de marzo de 2025 de las instalaciones de la subestación 15 de Septiembre.”:

“(…) Se anexa Orden de Trabajo de fecha 1 de marzo de 2025, ANEXO 1.”.

Figura 1. Orden de trabajo en la S/E 15 de Septiembre el 1 de marzo de 2025

	Formulario	Código: FOR-01-GEM-45
	Orden de Trabajo	Revisión: 00
	Departamento de Mantenimiento	Versión: 01
Proceso: Mantenimiento del Sistema de Transmisión	Vigente a partir de: 15 de junio de 2021	Página 1 de 1

**ORDEN DE TRABAJO
DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO**

ORDEN DE TRABAJO No.: 3.021 FECHA DE ENTREGA: 28 de febrero de 2025 FECHA DE EJECUCIÓN: 01 de marzo de 2025 LUGAR DE EJECUCIÓN: Subestación 15 de Septiembre SOLICITADO POR: Líneas Oriente
RESPONSABLE DEL TRABAJO: Paulo Castillo PERSONAL ASIGNADO: Carlos Barahona, René Torres, Julio Trejo, Cesar Tobar

DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

Revisión de equipo 18DSW7-11B, en subestación 15 de Septiembre, debido a reporte de operador donde informó que se escuchaba ruido anormal en mecanismo de giro en apertura y cierre del seccionador.

Firma Responsable:  Nombre: Paulo Castillo Cargo: Liniero / encargado de grupo	Asignó:  Nombre: Edwin Torres Cargo: Coordinador de Líneas Oriente
---	--

LLENAR, USO EXCLUSIVO DE JEFATURA

FECHA DE FINALIZACIÓN: 01-03-25

OBSERVACIONES:	CUMPLIR CON LAS REGLAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

Fuente: “Anexo 1. Orden de trabajo ETESAL 01MAR2025” elaborado por la ETESAL.

- ETESAL, en la nota 00001188, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a la “*Bitácora o registros operativos de la subestación 15 de Septiembre del día 1 de marzo de 2025 y/o comunicaciones internas de Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), (instrucciones, correos, actas), específicamente con el personal encargado de los trabajos que se ejecutaron en la referida fecha.*”:

“(…) Se anexa la Solicitud de Mantenimiento Menor para los trabajos de fecha 1 de marzo de 2025, con la que se tramitó ante el Operador de Sistema (OS), detallando la secuencia de maniobras que se siguió para el libramiento del interruptor 18-7-11, ANEXO 2”.

Figura 2. Solicitud de la ETESAL a la UT, de mantenimiento menor en la S/E 15 de Septiembre el 1 de marzo de 2025

		Formulario		Código: FOR-01-GEM-144
Solicitud de Mantenimiento Menor		Revisión: 00		Versión: 01
Proceso: Mantenimiento del Sistema		Vigente a partir de: 15 de junio de 2021		Página 1 de 1

.... SOLICITUD DE MANTENIMIENTO / INDISPONIBILIDAD MENOR :....			
TRABAJO A REALIZAR: Ajuste de seccionador 18DSW7-11B y verificación de mando.			
LÍNEA / SUBESTACIÓN / EQUIPO: 15 de Septiembre			
¿EXISTE SUSPENSIÓN DE TRABAJO PROGRAMADO? NO ☐			
SI ☒ ESPECIFICAR: Revisión rutinaria de línea Berlín San Miguel			
DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO A REALIZAR: Ajuste de seccionador 18DSW7-11B y verificación de mando. Los trabajos se realizarán a nivel de mando.			
ENCARGADO DE REALIZAR LOS TRABAJOS: Paulo Castillo		Código: 161	
DESCRIPCIÓN DE EQUIPO(S) INDISPONIBLE(S):		PERÍODO	FECHA
1	Interruptor 18-7-11	09:00 a 11:00	01-03-25
MANIOBRAS A REALIZAR:		HORA	RESPONSABLE
MANIOBRAS DE LIBRAMIENTO			
1	Apertura de interruptor 18-7-11	09:00	U.T
2	Apertura de seccionadores 18DSW7-11A y 18DSW7-11B	09:02	ETESAL
3	Bloqueo y señalización de dispositivo de corte en posición de apertura	09:05	ETESAL
5	Verificación de ausencia de voltaje en zona de trabajo	09:06	ETESAL
6	Colocación de puestas a tierra locales	09:08	ETESAL
7	Delimitación y señalización de la zona de trabajo	09:10	ETESAL
8	Charla informativa de seguridad industrial	09:14	ETESAL
9	Orden de inicio de los trabajos	09:15	COT
MANIOBRAS DE RESTABLECIMIENTO			
1	Confirmación de trabajos finalizados	10:50	84
2	Retiro de la zona de trabajo	10:51	ETESAL
3	Confirmación del personal fuera de la zona de trabajo	10:52	ETESAL
4	Retiro de tierras locales	10:54	ETESAL
5	Cierre de seccionadores 18DSW7-11A y 18DSW7-11B	10:58	ETESAL
6	Cierre de interruptor 18-7-11	11:00	U.T
APROBACIÓN DE LA UT:		SOLICITANTE: Edwin Torres	
SI ☒ NO ☐		CARGO: Coordinador de Líneas Oriente	
HORA: 16:19 horas		FIRMA: 	
FECHA: 28 FEB 2025		INGENIERO DE OPERACIÓN: Alfonso Benilla	
SELLO: 		FIRMA: 	
		SELLO: 	

SGH: ETESAL-25-0355

*Cumplir con las Cinco Reglas de Oro

FOR-01-GEM-144

Fuente: “Anexo 2. Solicitud de mantenimiento menor 15SE 01MAR2025” elaborado por la ETESAL.

- ETESAL, en la nota 00001188, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a la “(...) solicitud de mantenimiento (SOLMANT) correspondiente a la cuchilla 18DSW7-11B y demás elementos involucrados a la subestación 15 de Septiembre para el día 1 de marzo de 2025, incluyendo los casos de mantenimiento programado (sic) forzado o de emergencia.”:

“(...) En relación a lo requerido, ETESAL no realiza gestiones de SOLMANT ante el EOR; por lo que, no se cuenta con dicha información.”.

- ETESAL, en la nota 00001188, respondió a esta Comisión, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a la “Descripción cronológica de la coordinación de maniobras realizadas ese mismo día en la subestación 15 de Septiembre, entre ETESAL y la Unidad de Transacciones S.A. de C.V. (UT), previa a la ocurrencia de la falla.”:

“(...) Se anexa la secuencia de maniobras con tiempo de ejecución de maniobras para el libramiento del interruptor 18-7-11, ANEXO 3.”.

Figura 3. Secuencia de maniobras de libramiento del interruptor 18-7-11 de la S/E 15 de Septiembre el 1 de marzo de 2025

Cronología de maniobras por mantenimiento correctivo por ajuste de seccionador 18DSW7-11B y verificación de mando

Maniobras de libramiento			
No.	Maniobra a realizar	Hora efectuada	Responsable
1	Apertura de interruptor 18-7-11	09:07	UT
2	Apertura de seccionadores 18DSW7-11A y 18DSW7-11B	09:11	ETESAL
3	Bloqueo y señalización de dispositivos de corte en posición	09:12	ETESAL
4	Verificación de ausencia de voltaje en zona de trabajo	09:14	ETESAL
5	Colocación de puestas a tierras locales	09:19	ETESAL
6	Delimitación y señalización de la zona de trabajo	09:20	ETESAL
7	Charla informativa de seguridad industrial	09:20	ETESAL
8	Orden de inicio de los trabajos	09:21	ETESAL



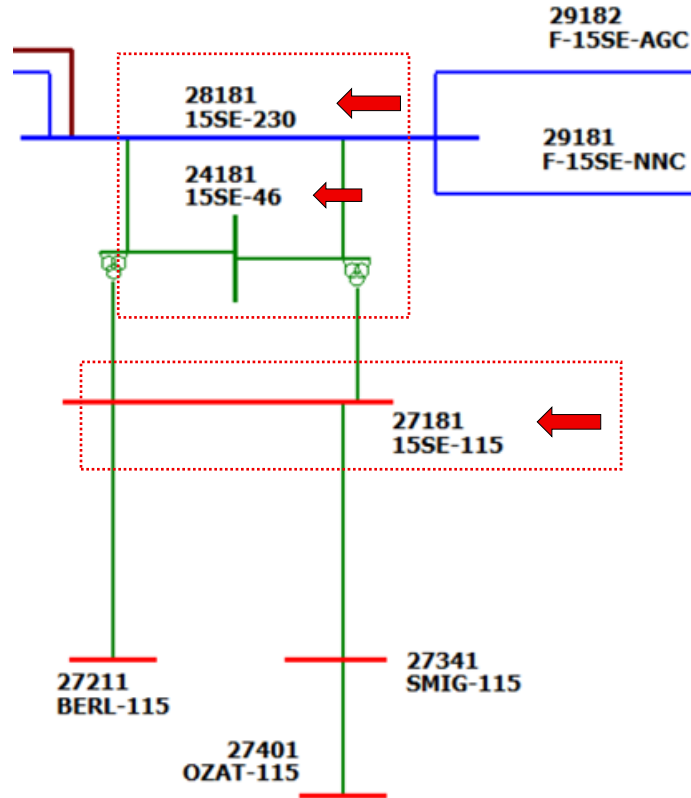
Fuente: “Anexo 3. Cronología de maniobras en 15SE 01MAR2025” elaborado por la ETESAL.

Elementos asociados a la subestación 15 de Septiembre que forman parte de la Red de Transmisión Regional (RTR)

De acuerdo con el “*Informe de Identificación de la RTR-2025 yfinal*” elaborado por el EOR y publicado en su sitio web institucional, los siguientes elementos asociados a la subestación 15 de Septiembre están clasificados como parte de la Red de Transmisión Regional (RTR):

- **Nodo 15SE-230 (230 kV) identificado como 28181:** nodo perteneciente a la RTR básica.
 - **RTR básica:** de acuerdo con el “*Informe de Identificación de la RTR-2025 yfinal*”, la RTR básica está conformada por los nodos y líneas de transmisión que integran las interconexiones regionales existentes a niveles de tensión superiores a 115 kV, así como por los tramos de la Línea SIEPAC que actualmente están en servicio y aquellos cuya entrada en operación está prevista para el año 2025.
- **Nodo 15SE-115 (115 kV) identificado 27181:** nodo de control del sistema eléctrico de El Salvador que recibe generación de las centrales hidroeléctricas 15 de Septiembre y 3 de Febrero. Desde dicho nodo también se alimenta demanda de dicho sistema eléctrico.
 - **Nodos de control:** de acuerdo con el “*Informe de Identificación de la RTR-2025 yfinal*”, los nodos de control en cada sistema eléctrico nacional se definen como aquellos nodos eléctricamente más cercanos al nodo terminal de una interconexión (sin incluir este último), en los cuales los Agentes pueden realizar ofertas al MER y el OS/OM tiene la capacidad de controlar la inyección y el retiro de energía de forma independiente respecto de otros nodos. Estos nodos corresponden a puntos donde un generador, o un área del sistema compuesta por un conjunto de generadores y cargas, se conecta de manera radial al sistema mallado. En los casos en que existan grandes usuarios con capacidad comprobada de controlar su demanda, los nodos donde estos se conectan al sistema mallado también pueden ser considerados como nodos de control. Cabe señalar que estos nodos están restringidos a los dos niveles de tensión más altos en cada país.
- **Transformador 230/115/46 kV (15SE-46) identificado como 24181:** conecta el nodo de control 27181 (15SE-115) al nodo de la RTR básica 28181 (15SE-230).

Figura 4. Elementos de la S/E 15 de Septiembre clasificados como parte de la RTR



Fuente: “Informe de Identificación de la RTR-2025_yfinal” elaborado por el EOR.

Regulación Regional aplicable

A continuación, se presenta la Regulación Regional aplicable con relación al análisis del proceso previo de coordinación y autorización del mantenimiento correctivo a la cuchilla 18DSW7-11B, ubicada en la subestación 15 de Septiembre del área de control de El Salvador:

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)

- “**Artículo 23.** (...) Por Operadores de Sistema y Operadores Mercado nacionales en este protocolo se entenderá al ente o entes nacionales designados como operador u operadores nacionales en lo que atañe a las funciones y responsabilidades que se indique en el Tratado Marco y sus protocolos. (...)”.

Segundo Protocolo al Tratado Marco

- “**Artículo 23.** Los agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y Mercado (OS/ OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional.”.

Libro I del RMER

- **1.5.4 Los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM** *“Los OS/OMS coordinarán la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a: // a) Aplicar y velar por el cumplimiento a la Regulación Regional; // b) Suministrar toda la información requerida por la CRIE y el EOR, en el tiempo y formato establecidos, para el planeamiento y la operación del SER y la administración de las transacciones comerciales en el MER; // (...) k) Comunicar oportunamente al EOR la información consignada por sus agentes; (...)”.*

Libro II del RMER

“3.3 Derechos y Obligaciones de los Agentes”

- **3.3.2** *“Un agente del mercado estará obligado a: // (...) f) Realizar las maniobras de sus equipos de acuerdo con lo dispuesto en la Regulación Regional, siguiendo las instrucciones de los respectivos OS/OMS bajo la coordinación del EOR; (...)”.*

“5.17.10 Coordinación de Maniobras de la RTR”

- **5.17.10.2** *“Los aspectos particulares de las maniobras asociadas a los mantenimientos programados y a la entrada de nuevas instalaciones a la RTR, así como los procedimientos para la normalización de los mismos, estarán incluidos en el formato SOLMANT conforme al Libro III del RMER.”.*
- **5.17.10.3** *“(…) Siempre que se necesite ejecutar maniobras en uno de los sistemas nacionales que afecten directa o indirectamente a la RTR, el OS/OM de dicho sistema deberá informar sobre esta situación al EOR quien lo informará a los otros OS/OMS afectados.”.*
- **5.17.10.4** *“Toda maniobra deberá ser informada al centro de control del EOR, en los instantes previos a su ejecución, por el centro de control del OS/OM donde se hace la maniobra. Así mismo, una vez realizada la maniobra, el centro de control del OS/OM responsable confirmará lo realizado al centro de control del EOR.”.*
- **5.17.10.7** *“La coordinación de las maniobras deberá ser realizada de forma tal que en cada maniobra sean satisfechos los requisitos de orden técnico y de seguridad para el personal y las instalaciones.”.*

Libro III del RMER

“5.3 Criterios para la Operación en Tiempo Real”

- **5.3.4** *“Toda relación operativa del EOR se hará directamente con los centros de control de los OS/OM, y sólo en situaciones de pérdida de la comunicación operativa”.*

con algún OS/OM o ante la imposibilidad de un OS/OM de cumplir sus funciones, el EOR podrá coordinar la operación con los centros de control de los Agentes Transmisores.”.

“5.7.1 Programación de Mantenimientos”

- **5.7.1.1** *“(…) De igual forma, los OS/OM informarán al EOR sobre cualquier intervención o mantenimiento que pueda afectar la RTR o la supervisión y control de la misma por parte del EOR.”.*
- **5.7.1.3** *“El EOR coordinará los programas de mantenimientos con los OS/OM y, de ser necesario, con los Agentes Transmisores, para tener en cuenta las restricciones de cada país. (…)”.*
- **5.7.1.4** *“Las solicitudes de mantenimiento y pruebas de instalaciones deberán ser realizadas mediante el formato “Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR - SOLMANT”. Igualmente, las solicitudes de cancelación de mantenimiento programados deberán ser enviadas al EOR y coordinadas cumpliendo los requisitos aquí establecidos.”.*
- **5.7.1.5** *“Los mantenimientos listados a continuación, debido a su naturaleza, deberán ser coordinados y aprobados en conjunto por el EOR y los correspondientes OS/OM: // (….) e) Mantenimientos de cualquier naturaleza, inclusive en servicios de alimentación de corriente alterna o continua, durante los cuales exista riesgo de salida de servicio de líneas o instalaciones de la RTR; // (….) g) Mantenimientos que modifiquen la configuración normal de las instalaciones o alteren la selectividad de las protecciones asociadas a la RTR. Tales como la apertura de interruptores de una configuración tipo interruptor y medio o configuración en anillo o la alteración del área de cobertura de la protección de distancia; // (….) j) Mantenimientos en instalaciones no asociados a la RTR pero que puedan afectar la operación de la misma; (….)”.*

“5.7.4 Programación Semanal de Mantenimiento de Instalaciones”

- **5.7.4.2** *“En caso de un mantenimiento forzado se deberá cumplir con el siguiente procedimiento, dentro de las 24 horas contadas a partir de la identificación del riesgo o posible daño: // a) El OS/OM deberá adjuntar los análisis de seguridad operativa en el que se detalle cualquier restricción o criterio operativo necesario para el cumplimiento de los CCSD y la documentación que evidencie el riesgo o posible daño, anexando como mínimo fotografías y los motivos por los cuales el mantenimiento no fue incluido en el PSM; y // b) El EOR aprobará la SOLMANT una vez haya verificado el cumplimiento de los requisitos establecidos en el literal anterior y publicará en su sitio web la aprobación o rechazo de la misma, informando dicha decisión a los agentes y OS/OM previo a la ejecución del referido mantenimiento.”.*

“5.7.6 Coordinación de la Ejecución de Mantenimientos en Tiempo Real”

- **5.7.6.1** *“Las condiciones generales para la ejecución de los mantenimientos deberán constar en el formulario SOLMANT. Los mantenimientos a efectuar diariamente serán aquellos contenidos en el plan semanal de mantenimientos y los que se declaren de emergencia para cada día.”.*
- **5.7.6.2** *“En caso de un mantenimiento de emergencia, los trámites de solicitud y autorización podrán ser realizados verbalmente entre los operadores de los centros de control de los OS/OM y del EOR. El OS/OM oficializará el mantenimiento dentro de las 2 horas siguientes a través del formato SOLMANT. Asimismo, el OS/OM dentro de las 72 horas siguientes a la finalización de la ejecución del mantenimiento, completará y adjuntará a la SOLMANT correspondiente, las acciones correctivas realizadas, así como la información de soporte que evidencie el riesgo o inminente daño que dio origen al mantenimiento de emergencia, adjuntando como mínimo fotografías.”.*
- **5.7.6.5** *“La ejecución del mantenimiento sólo podrá ser iniciada luego de la autorización de los centros de control de los OS/OM y del EOR. (...)”.*

“6.1 Características del Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión”

- **6.1.4** *“Se deberá operar la RTR y todas las instalaciones conectadas a ésta, en base a los CCSD establecidos en el Capítulo 16 de este Libro. Para ello la actividad del EOR, los OS/OM y de los Agentes deberá ser consistente con lo establecido por el presente Libro.”.*

En el marco del análisis regulatorio desarrollado en la investigación, y particularmente en lo relativo a las disposiciones sobre coordinación y ejecución de mantenimientos y maniobras en instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR), resulta fundamental señalar las normas que rigen el funcionamiento del Sistema Eléctrico Regional (SER) y del Mercado Eléctrico Regional (MER), así como las responsabilidades asignadas a los distintos actores involucrados. Estas normas son el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), su Segundo Protocolo y los Libros I, II y III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

En primer lugar, el Tratado Marco constituye la base regulatoria superior que rige el SER y el MER. Su artículo 23 reconoce como Operadores de Sistema y de Mercado nacionales (OS/OMS) a las entidades designadas por los gobiernos de los países miembros, para cumplir funciones y responsabilidades específicas conforme a lo dispuesto en el propio Tratado y sus protocolos.

Por su parte, el Segundo Protocolo al Tratado Marco refuerza estas obligaciones. En su artículo 23 se establece que los agentes del mercado, los OS/OMS y el EOR están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional.

Para el caso del RMER, el Libro I desarrolla con mayor detalle las funciones de los OS/OMS. El numeral 1.5.4 dispone que estos Operadores Nacionales deben coordinar la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes y el EOR, y establece como obligaciones específicas: aplicar y velar por el cumplimiento de la Regulación Regional, suministrar la información requerida por la CRIE y el EOR en los plazos y formatos establecidos para el planeamiento y la operación del SER, y comunicar oportunamente al EOR la información proporcionada por sus agentes (literales a), b) y k), respectivamente).

También en el Libro I del RMER, se establecen derechos y obligaciones de los agentes del mercado. En particular, el literal f) del numeral 3.3.2, indica que todo agente está obligado a realizar las maniobras de sus equipos de conformidad con la Regulación Regional y siguiendo las instrucciones del OS/OM correspondiente, bajo la coordinación del EOR.

Para el caso del Libro II del RMER, el numeral 5.17.10.2 establece que los aspectos particulares de las maniobras asociadas a mantenimientos programados, así como los procedimientos para su normalización, deberán quedar incluidos en la “*Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR - SOLMANT*”, conforme a lo dispuesto en el Libro III. Por su parte, el numeral 5.17.10.3 establece que toda maniobra realizada en instalaciones de un sistema nacional que pueda afectar directa o indirectamente a la RTR debe ser informada por el OS/OM al EOR, quien a su vez deberá comunicarla a los demás OS/OMS que pudieran resultar afectados.

Adicionalmente, el numeral 5.17.10.4 del Libro II del RMER dispone que toda maniobra deberá ser informada al centro de control del EOR, en los instantes previos a su ejecución, por el centro de control del OS/OM donde se realice la maniobra, y que, una vez realizada, el mismo centro de control deberá confirmar al EOR lo ejecutado. Finalmente, el numeral 5.17.10.7 establece que la coordinación de dichas maniobras deberá efectuarse de manera que se satisfagan en cada caso los requisitos de orden técnico y de seguridad tanto para el personal como para las instalaciones involucradas.

Finalmente, el Libro III del RMER regula en detalle la coordinación, programación y ejecución de mantenimientos, así como la operación en tiempo real. El numeral 5.3.4 de dicho Libro establece que la relación operativa del EOR debe mantenerse directamente con los centros de control de los OS/OMS, salvo en situaciones excepcionales en las que se podrá contactar a los centros de control de los agentes transmisores.

En cuanto a la programación de mantenimientos, el numeral 5.7.1.1 del Libro III del RMER establece que los OS/OMS deben informar al EOR sobre cualquier intervención o trabajo que pueda afectar la RTR o su supervisión y control por parte del Operador Regional. El numeral 5.7.1.3 del Libro III del RMER asigna al EOR la responsabilidad de coordinar dichos programas con los OS/OMS y, de ser necesario, con los agentes transmisores. A su vez, el numeral 5.7.1.4 del Libro III del RMER establece que todas las solicitudes de mantenimiento deben tramitarse mediante el formato SOLMANT.

De manera más específica, el numeral 5.7.1.5 del Libro III del RMER determina que ciertos tipos de mantenimiento requieren aprobación previa conjunta del EOR y de los OS/OMS, debido a su naturaleza. Entre ellos se encuentran:

- Literal e): cualquiera que conlleve riesgo de salida de servicio de líneas o instalaciones de la RTR;
- Literal g): aquellos que alteren la configuración normal de las instalaciones o afecten la selectividad de las protecciones asociadas a la RTR, como la apertura de interruptores de subestaciones en configuraciones tipo interruptor y medio o en anillo;
- Literal j): mantenimientos en instalaciones no asociadas directamente a la RTR, pero que puedan impactar su operación.

En el caso de mantenimientos forzados, el numeral 5.7.4.2 del Libro III del RMER establece en sus literales a) y b) respectivamente que, dentro de las 24 horas siguientes a la identificación del riesgo, el OS/OM debe remitir al EOR los análisis de seguridad operativa y la documentación justificativa correspondiente. El EOR podrá aprobar la SOLMANT una vez verificado el cumplimiento de los requisitos, e informará su decisión a los agentes y OS/OMS antes de la ejecución del trabajo.

Respecto a la ejecución de mantenimientos en tiempo real, el numeral 5.7.6.1 del Libro III del RMER establece que las condiciones generales deben estar detalladas en el formato SOLMANT. En situaciones de emergencia, el numeral 5.7.6.2 del Libro III del RMER permite realizar la solicitud y autorización verbal entre operadores de los centros de control de los OS/OMS y del EOR, debiendo el OS/OM oficializar dicha solicitud mediante el formato SOLMANT correspondiente en un plazo máximo de 2 horas, y remitir dentro de las 72 horas posteriores a la finalización del mantenimiento, un informe técnico con las acciones correctivas ejecutadas y evidencia del riesgo que motivó la intervención.

Finalmente, el numeral 5.7.6.5 del Libro III del RMER establece que ningún mantenimiento puede iniciarse sin la autorización previa de los centros de control del OS/OM y del EOR. Además, el numeral 6.1.4 del Libro III del RMER dispone que la operación de la RTR y de todas las instalaciones conectadas a ella debe realizarse conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), siendo responsabilidad del EOR, los OS/OMS y los agentes, garantizar que sus actuaciones sean consistentes con lo establecido en el propio Libro III del RMER.

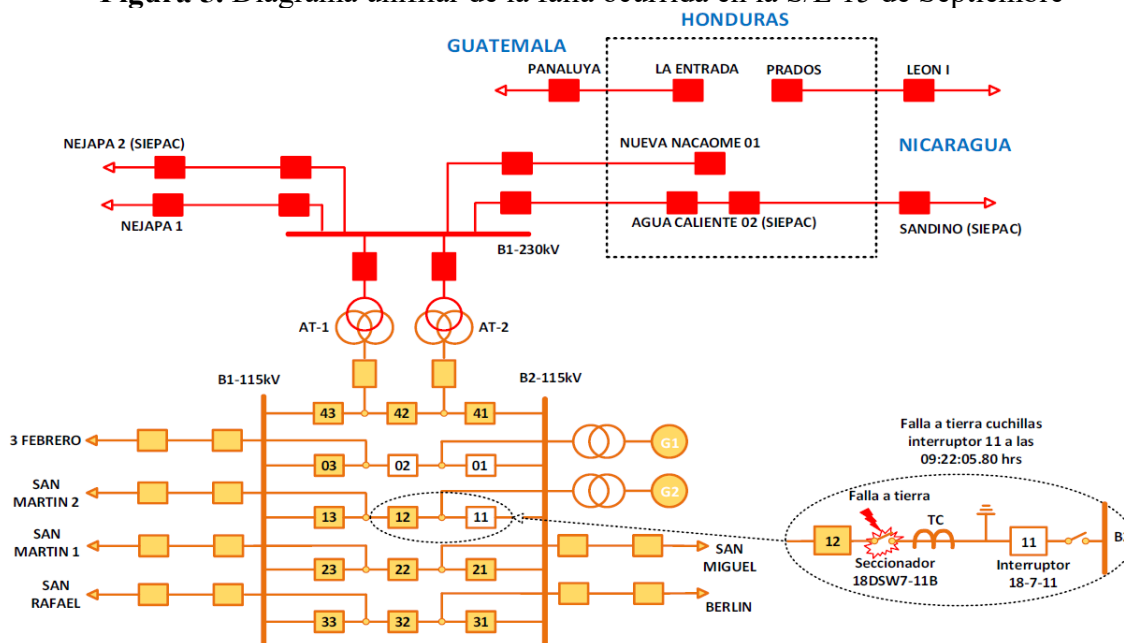
Análisis CRIE

A partir de la evaluación de la Regulación Regional aplicable y del análisis de la documentación remitida por el EOR, la UT y ETESAL, complementado con la clasificación técnica contenida en el documento *“Informe de Identificación de la RTR-2025_yfinal”* elaborado por el Operador Regional, se confirma que los trabajos que se estaban realizando el 1 de marzo de 2025 en la cuchilla 18DSW7-11B de la subestación 15 de Septiembre, afectaban instalaciones asociadas a la RTR. En consecuencia, la ejecución de estos trabajos

requería coordinación previa entre la UT y el EOR. A continuación, se presenta el análisis realizado por esta Comisión para sustentar dicha conclusión.

En respuesta a la solicitud de información formulada mediante la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-103-11-04-2025, el EOR indicó expresamente que no tenía conocimiento ni registro de actividades de mantenimiento o maniobra en la subestación 15 de Septiembre el día del evento. El Operador Regional señaló que el único mantenimiento reportado en esa fecha se asociaba a la subestación La Vega II, ubicada en el área de control de Guatemala, y enfatizó que “(...) el CRCT del EOR no tenía conocimiento de maniobras que se realizaban en cuchilla 18DSW7-11B en la subestación 15 de septiembre (sic) del área de control de El Salvador.” y que “No existen registros de coordinación de maniobras en la subestación 15 de Septiembre que hayan sido solicitadas por la UT al EOR, previo a la ocurrencia de la falla. (...)”.

Figura 5. Diagrama unifilar de la falla ocurrida en la S/E 15 de Septiembre



Fuente: “039-Anexo IV_Informe final EOR Evento del 01-marzo-2025_0922h” elaborado por el EOR.

Por su parte, la UT reconoció que no fue presentada al EOR la “Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR - SOLMANT” para los trabajos relacionados con el ajuste de la cuchilla 18DSW7-11B y la verificación de su mando. Esta omisión fue justificada por el OS/OM del área de control de El Salvador bajo el argumento de que el interruptor 18-7-11, vinculado con dicha cuchilla, “(...) no está asociado a un elemento de la RTR. (...)”. Adicionalmente, la UT indicó que, con base en la información proporcionada por ETESAL, se estimaba que dicho interruptor permanecería abierto y aislado. En consecuencia, se consideró que “(...) el mantenimiento de emergencia solicitado por ETESAL no

desconectaba, restringía o limitaba la operación normal de líneas y demás instalaciones de la RTR, (...)”.

Sin embargo, tras la revisión realizada por esta Comisión al informe elaborado por el EOR sobre la Identificación de la RTR 2025 (*“Informe de Identificación de la RTR-2025_yfinal”*) en el marco de la investigación, así como al diagrama unifilar de la falla ocurrida en la subestación 15 de Septiembre (Figura 5), se evidenció que tanto la cuchilla 18DSW7-11B como el interruptor 18-7-11 se encuentran ubicados en el lado de 115 kV de dicha subestación, correspondiente al nodo 15SE-115, identificado como 27181. Además, como se observa en la referida figura, dicho lado de 115 kV opera bajo una configuración tipo interruptor y medio.

Este nodo (27181) está clasificado como nodo de control de la RTR, encargado de recibir generación proveniente de las centrales hidroeléctricas 15 de Septiembre y 3 de Febrero, además de abastecer demanda en el área de control de El Salvador. A su vez, se encuentra interconectado con la RTR básica mediante un transformador de tres devanados 230/115/46 kV, que forma parte de la RTR preliminar (15SE-46, identificado como 24181).

Dado que los trabajos implicaron maniobras sobre la cuchilla 18DSW7-11B y el interruptor 18-7-11, incluyendo su apertura y bloqueo para permitir la revisión y ajuste de dicha cuchilla, estas acciones modificaron temporalmente la configuración normal de una instalación asociada a la RTR. Tal fue el caso específico de la apertura de un interruptor perteneciente a una subestación con configuración tipo interruptor y medio. Por lo tanto, y conforme a lo establecido en el literal g) del numeral 5.7.1.5 del Libro III del RMER, dichos trabajos requerían la coordinación y aprobación previa conjunta entre el EOR y la UT.

Adicionalmente, aun cuando el OS/OM del área de control de El Salvador considerara que las instalaciones intervenidas no forman parte de la RTR, las maniobras realizadas tenían el potencial de afectar la operación de la red regional, como quedó demostrado con el evento ocurrido el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas. Esto se encuentra contemplado en el literal j) del mismo numeral 5.7.1.5 del Libro III del RMER, el cual establece la obligatoriedad de coordinación y aprobación previa entre el EOR y el respectivo OS/OM cuando los trabajos puedan incidir en la operación de la RTR, incluso si involucran maniobras en instalaciones no clasificadas como parte de la referida red regional.

En esa misma línea, el numeral 5.17.10.3 del Libro II del RMER dispone que *“Siempre que se necesite ejecutar maniobras en uno de los sistemas nacionales que afecten directa o indirectamente a la RTR, el OS/OM de dicho sistema deberá informar sobre esta situación al EOR (...)”*. En consecuencia, la UT, en su rol de OS/OM del área de control de El Salvador, debió informar al EOR sobre la necesidad de ejecutar maniobras en el lado de 115 kV de la subestación 15 de Septiembre, aun cuando considerara que el interruptor 18-7-11 y, por ende, la cuchilla 18DSW7-11B, no estaban asociados directamente a la RTR.

Finalmente, la cronología de maniobras remitida por ETESAL a esta Comisión confirma que, a partir de las 09:07 horas del 1 de marzo de 2025, se llevaron a cabo maniobras de apertura,

verificación, señalización y bloqueo sobre el interruptor 18-7-11 y la cuchilla 18DSW7-11B, sin que exista constancia de coordinación y autorización por parte del EOR.

Asimismo, ETESAL documentó que el mantenimiento fue programado internamente como “*Mantenimiento Menor*” el 28 de febrero de 2025 debido a la duración estimada de los trabajos, con el propósito de atender una anomalía auditiva detectada en el mecanismo de giro de apertura y cierre de la referida cuchilla. Según lo comunicado por la misma ETESAL, para la ejecución de dichos trabajos se contaba con autorización de la UT para llevarlos a cabo el 1 de marzo del mismo año.

La información precedente, en especial la confirmación expresa de la omisión por parte de la UT en la presentación al EOR de la “*Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR - SOLMANT*”, permite considerar que existen indicios de incumplimiento a lo establecido en el numeral 5.7.1.4 del Libro III del RMER.

Asimismo, existen indicios que permiten considerar que se incumplió a los literales g) y j) del numeral 5.7.1.5 del mismo Libro, los cuales establecen la obligación de coordinación y aprobación previa entre el EOR y el OS/OM involucrado:

- El literal g) se aplica a los mantenimientos que involucren instalaciones asociadas a la RTR y que modifican su configuración normal, como ocurre en la apertura de interruptores de una subestación que opera en configuración tipo interruptor y medio.
- El literal j) aplica a mantenimientos de instalaciones no asociadas a la RTR, pero cuyas maniobras puedan afectar la operación de dicha red regional.

De igual manera, se identificó el presumible incumplimiento del numeral 5.17.10.3 del Libro II del RMER, el cual establece que el OS/OM debe informar al EOR sobre cualquier maniobra realizada en los sistemas eléctricos nacionales que, directa o indirectamente, pueda afectar la RTR.

En este contexto, el análisis integral de la Regulación Regional, con especial énfasis en los numerales citados anteriormente, permite concluir que la UT debió coordinar previamente con el EOR y gestionar su autorización antes de proceder con el mantenimiento que involucró al interruptor 18-7-11 y a la cuchilla 18DSW7-11B, considerando que dichas instalaciones se encuentran ubicadas en un nodo de control clasificado como parte de la RTR. La información proporcionada por el EOR, la UT y la ETESAL confirma que dicho procedimiento previo no tuvo lugar, lo cual contraviene disposiciones expresas contenidas en el RMER, relativas a la ejecución de mantenimientos y maniobras en instalaciones asociadas a la RTR, o que puedan afectar directa o indirectamente la operación y la seguridad de dicha red regional.

A partir de lo expuesto, esta Comisión considera que el evento analizado pone en evidencia la necesidad de que el EOR, en coordinación con los OS/OMS, explique con mayor precisión y reitere los elementos de la RTR que deben ser declarados en el respectivo formato

SOLMANT, así como aquellas instalaciones que, aun sin ser parte de la RTR, deben ser incluidas en dicho formato al considerarse como asociadas a ésta por su influencia operativa. En particular, resulta necesario establecer criterios claros sobre los activos que deban declararse formalmente ante el EOR cuando estén sujetos a mantenimientos o maniobras que puedan afectar la operación en el SER. Esta actividad debe realizarse con el fin de evitar la repetición de omisiones en la declaración o en la coordinación de trabajos, como la ocurrida el 1 de marzo de 2025.

Asimismo, el análisis evidencia la conveniencia de que ETESAL y la UT revisen y fortalezcan sus protocolos internos de maniobras en instalaciones de transmisión, incluyendo tanto los elementos de la RTR como los asociados a esta red regional, asegurando que los procedimientos operativos estén alineados con lo establecido en los numerales 5.17.10.4 y 5.17.10.7 del Libro II del RMER. En particular, se debe garantizar que toda maniobra sea debidamente informada al EOR en los instantes previos a su ejecución y que, una vez realizada, se confirme su ejecución al mismo CRCT, así como que, en cada maniobra, se cumplan estrictamente los requisitos de orden técnico y de seguridad aplicados al personal y a las instalaciones. Esta revisión debe enfatizarse en mitigar el riesgo de que se produzcan fallas durante la ejecución de trabajos de mantenimiento como los ocurridos en la subestación 15 de Septiembre a las 09:22:05 horas del 1 de marzo de 2025.

Actuación de protecciones de respaldo en las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome

Según lo descrito en el informe final elaborado por el EOR, el 1 de marzo de 2025, a las 09:22:05.80 horas, se presentó un evento iniciado por una “(...) *falla monofásica inicial en la fase B a tierra en la subestación 15 de Septiembre a nivel de 115 kV, ocasionada durante la revisión del mando del seccionador 18DSW7-11B donde el látigo del equipo cedió y se acercó al receptor que estaba energizado, lo que produjo un arco eléctrico hacia la zona aterrizada activando correctamente la protección primaria correspondiente al diferencial de Barra 2 (87B2) en 115 kV, lo cual no aísla (sic) la falla debido a que su ubicación se mantiene por el lado externo del interruptor 11, el cual ya se encontraba abierto y aislado de la Barra 2 por el mantenimiento que se estaba realizando (...)*”. En ese sentido, de acuerdo con el referido informe, durante el evento se produjeron actuaciones incorrectas de las protecciones de respaldo, tanto en dicha subestación, ubicada en el área de control de El Salvador, como en la subestación Nueva Nacaome, en el área de control de Honduras.

En el caso de la subestación 15 de Septiembre, el informe del EOR señala que no operaron las protecciones de sobrecorriente instaladas en el lado de 115 kV de los dos autotransformadores instalados en dicha subestación. Estas protecciones, de acuerdo con sus parámetros de configuración de retardo intencional, debieron activarse a las 09:22:06.70 horas, es decir, 900 milisegundos (54 ciclos) después del inicio de la falla monofásica a tierra. La ausencia de esta actuación impidió la liberación de la falla en la subestación 15 de Septiembre, provocando que esta se mantuviera aplicada.

Por su parte, en la subestación Nueva Nacaome se identificó una supuesta actuación incorrecta, esta vez vinculada a la protección de distancia configurada en zona 4. Esta protección logró liberar la falla hasta las 09:22:08.27 horas, mediante la apertura en el extremo de Nueva Nacaome, de la interconexión 230 kV 15 de Septiembre – Nueva Nacaome. Aunque dicha protección estaba ajustada con un retardo intencional de 2 segundos (120 ciclos), su operación se produjo aproximadamente 2.5 segundos después del inicio del evento (150 ciclos), lo cual representa una actuación tardía de 500 milisegundos (30 ciclos), según lo descrito por el EOR en su informe final.

En atención a los señalamientos previamente expuestos sobre las operaciones incorrectas o inadecuadas de protecciones de respaldo en las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, a continuación, se detalla la información más relevante remitida a esta Comisión por las entidades involucradas (EOR, UT, ETESAL y ENEE) en el marco de la investigación:

- El EOR, en el documento “039-Anexo IV_Informe final EOR Evento del 01-marzo-2025_0922h”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(...) a las 09:22:05.80 horas ocurre falla monofásica inicial en la fase B a tierra en la subestación 15 de Septiembre a nivel de 115 kV, ocasionada durante la revisión del mando del seccionador 18DSW7-11B donde el látigo del equipo cedió y se acercó al receptor que estaba energizado, lo que produjo un arco eléctrico hacia la zona aterrizada, activando correctamente la protección primaria correspondiente al diferencial de Barra 2 (87B2) en 115 kV, lo cual no aísla la falla debido a que su ubicación se mantiene por el lado externo del interruptor 11, el cual ya se encontraba abierto y aislado de la Barra 2 por el mantenimiento que se estaba realizando (...) // (...) a las 09:22:06.20 horas después de 400 milisegundos de iniciar la falla en el seccionador 18DSW7-11B ésta evoluciona a falla trifásica a tierra, (...) // (...) para las 09:22:06.70 horas se esperaba la operación de las protecciones de respaldo por sobrecorriente en el lado de 115 kV de los dos autotransformadores de subestación 15 de Septiembre, según sus ajustes y retardo de tiempo intencional, sin embargo éstas no operaron, por lo que la falla se mantuvo aplicada. // A las 09:22:08.27 horas, la interconexión 230 kV 15 de Septiembre – Nueva Nacaome se dispara en el extremo de Nueva Nacaome por la protección de respaldo por medio de relé de distancia zona 4, después de 2.5 segundos de haber iniciado la falla, debido al ajuste de retardo intencional de 120 ciclos (2 segundos) que posee dicha protección de respaldo, desconectándose el área de control de Honduras de El Salvador y hasta este momento se aísla la falla, (...)”.

“(…) Se evidencian operaciones incorrectas o inadecuadas en algunas protecciones en la SE 15 de Septiembre en El Salvador, así como de la protección de respaldo por relé de distancia en la SE Nueva Nacaome 230 kV de Honduras en la línea de interconexión hacia El Salvador. // (…) La falla a tierra se mantuvo aplicada de manera prolongada en el tiempo, debido a una serie de operaciones incorrectas o inadecuadas de las protecciones involucradas en El Salvador y en Honduras, que permitieron que la falla se mantuviera aplicada hasta 2.5 segundos. // (…) El sistema eléctrico del área de control de Honduras, alcanzó el colapso total debido principalmente a que la falla a tierra se mantuvo aplicada de forma prolongada, por la incorrecta o inadecuada operación de las protecciones de respaldo tanto de El Salvador como de Honduras. // (…) La operación de las protecciones en las interconexiones Honduras-Nicaragua 230 kV en el extremo de Nicaragua, fue correcta y permitieron que las áreas de control de Nicaragua, Costa Rica y Panamá, no sufrieran en mayor medida los efectos de la falla prolongada. // (…) Es necesaria la pronta revisión de ajustes y coordinación de las protecciones involucradas en este evento, sobre todo en las SE 15 de Septiembre (ELS) y Nueva Nacaome (HON).”.

“(…) El EOR convocó el martes 18 de marzo de 2025, al CTSO y al CTP por medio de una reunión virtual, con el objetivo de esclarecer detalles y obtener más información acerca de la secuencia y efectos del evento del 01 de marzo 2025 a las 09:22:05 horas, así como aclarar la forma en que operaron las protecciones involucradas durante el evento. // (…) A raíz de dicha reunión, se concluyó que los OS/OM y Agentes Transmisores de El Salvador y Honduras, así como la EPR, iniciarán de inmediato en forma coordinada con el EOR, la revisión de ajustes y la coordinación de las protecciones involucradas en este evento, dejando la próxima reunión de avance entre las instituciones mencionadas, para lunes 31 de marzo de 2025.”.

- La Empresa Propietaria de la Red (EPR), en el documento “00-INFORME DE EVENTO REGIONAL 2025_03_01_VF_EPR”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(…) Las protecciones en 15 de Septiembre hacia Nejapa y Agua Caliente no ejecutan disparo ya que no se tienen disparos configurados para la zona 3. // De acuerdo con la oscilografía, se aprecia que posterior a los disparos de las líneas de EPR que conectan a la subestación 15 de Septiembre con Agua Caliente y Nejapa, aún existe tensión en barras de 230 kV de la subestación 15 de septiembre (voltaje sumamente bajo asociado al corto circuito) lo cual podría ser debido a que no se ha liberado la falla

completamente por los demás elementos de transmisión que conectan a dicha subestación con el SER, (...)”.

Tabla 5. Resumen de actuación de protecciones según registros de la EPR

SUBESTACIÓN	BAHIA	FUNCIÓN	PROTECCIONES QUE OPERAN	TIPO EVENTO	HORA de Disparo	ACTUACIÓN
Nejapa	15 de Septiembre	21BGT Z2	SEL-411L & SEL-421	REGIONAL	09:22:06.20	CORRECTA
Agua Caliente	15 de Septiembre	221BGT Z2	SEL-411L & SEL-421	REGIONAL	09:22:06.20	CORRECTA
15 de Septiembre	Nejapa	21G	SEL-411L & SEL-421	REGIONAL	No se ejecuta disparo	CORRECTA
15 de Septiembre	Agua Caliente	21G	SEL-411L & SEL-421	REGIONAL	No se ejecuta disparo	CORRECTA
Sandino	Agua Caliente	21ABCT Z4	SEL-411L	REGIONAL	09:22:07.446	CORRECTA
La Entrada	Panaluya	81	SEL-421	REGIONAL	09:22:08.65	CORRECTA
Agua Caliente	Sandino	81	SEL-451	REGIONAL	09:22:08.73	CORRECTA
La Entrada	San Buena Ventura	81	SEL-421	REGIONAL	09:22:09.57	CORRECTA
San Buenaventura	La Entrada	81	SEL-421	REGIONAL	09:22:09.57	CORRECTA
Sandino	Agua Caliente	81	SEL-451	REGIONAL	09:22:08.78	CORRECTA
Panaluya	La Entrada	59	SEL-451	REGIONAL	09:22:13.77	CORRECTA

Fuente: “00-INFORME DE EVENTO REGIONAL 2025_03_01_VF_EPR” elaborado por la EPR.

“Con base en el análisis de la información recopilada por los relevadores, se observa claramente que los disparos fueron ocasionados como función de respaldo a un evento generador (sic) en infraestructura ajena a la EPR. // Los esquemas de protección de EPR operaron correctamente de acuerdo con los ajustes y criterios de protección previamente acordados por las entidades nacionales y regionales para salvaguardar la seguridad operativa del SER. // La falla inicial se ubica en un alimentador o sección muy cercana a la subestación 15 de Septiembre, sin embargo con la información de EPR no puede indicarse con precisión el elemento asociado a dicha falla, sin embargo, se concluye que los esquemas de protección de EPR operan correctamente para aislar el elemento con falla. // Todas las actuaciones de los relevadores fueron de manera correcta, como función de respaldo para prevenir la propagación del evento.”.

- La UT, en el documento “02-SAL_01-mar-2025-0922_vfinal”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(…) El disparo de la línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome, en el extremo de Nueva Nacaome ocurrió aproximadamente 2.5 segundos posteriores al inicio de la falla, con valores de corrientes de hasta 1,400 A. La operación de

disparo del extremo de Nueva Nacaome fue no correcta al abrir finalmente por operación del EDALTIBF. // (...) La falla provocó una fuerte variación que causó el disparo de las plantas fotovoltaicas Albireo, por protección de bajo voltaje, y Talnique Solar, por protección de baja frecuencia, así como la unidad 4 de Berlín, por falla en la bomba de isopentano, causando pérdida de generación de 116 MW en El Salvador. // (...) El disparo de los generadores en El Salvador no fue correcta, al no cumplir con los tiempos esperados de operación de las protecciones, estas no tuvieron que disparar la generación ante las condiciones que se encontraba el SEP.”.

Tabla 6. Descripción cronológica de los sucesos del 1 de marzo de 2025

Hora	Descripción	Causa
09:22	Falla a tierra en la fase “B” en zona del interruptor a 115 kV 18-7-11 y sus TC de la subestación 15 de Septiembre en el sistema eléctrico de El Salvador.	Arco eléctrico en zona aterrizada durante mantenimiento a seccionador interruptor 18-7-11
09:22	Cero voltaje en subestación 15 de Septiembre en el sistema eléctrico de El Salvador por disparo de líneas adyacentes a la subestación.	Falla en subestación 15 de Septiembre
09:22	Pérdida de 99 MW de generación de la planta FV Albireo.	Hueco de tensión por falla en subestación 15 de Septiembre
09:22	Pérdida de 11 MW de generación de la planta FV Talnique Solar	Baja frecuencia en el SEP por configuración incorrecta de protección
09:22	Pérdida de 6 MW de generación de la unidad 4 de la planta Berlín.	Falla en bombas de isopentano por falla en subestación 15 de Septiembre
09:22	Disparo línea de interconexión Tapachula-Los Brillantes (México-Guatemala).	Pérdida de generación en El Salvador y Honduras
09:22	Operaron las etapas I, II y III del EDCBF en el SEP. Disparando en El Salvador los interruptores 13-4-81, 34-4-82, 34-4-86 y circuitos a nivel de distribución.	Baja frecuencia en el SER.
09:22	Separación del SER en tres islas eléctricas: Guatemala-El Salvador, Honduras y Nicaragua-Costa Rica-Panamá	Baja frecuencia en el SEP de Honduras
09:34	UT recupera la demanda perdida por operación del EDCBF.	
11:10	Se sincronizó la isla norte del SER con el SEP de Honduras.	

Fuente: “02-SAL_01-mar-2025-0922_vfinal” elaborado por la UT.

Tabla 7. Análisis de la actuación de protecciones el 1 de marzo de 2025

Equipo	Protección operada	Protección no operada	Consecuencias	Actuación correcta
15SE-115-B1	87B, 86B	-	Disparo de barra	Sí
3FEB-15SE	21-2, 67NI, 87L	-	Disparo de línea	Sí
15SE-BERL	21-2	-	Disparo de línea	Sí
15SE-SRAF	21-2	-	Disparo de línea	Sí
15SE-SMIG	21-2	-	Disparo de línea	Sí
15SE-SMAR 01	21-2	-	Disparo de línea	Sí
15SE-SMAR 02	21-2	-	Disparo de línea	Sí
15SE-NEJA 01	21-2	-	Disparo de línea	Sí
15SE-NEJA 02	21-2	-	Disparo de línea	Sí
ALBI-G1	27G	-	Disparo de planta	No
TAS-G1	81G	-	Disparo de planta	No
BERL-U4	86G	-	Disparo de unidad	No
13-4-81 (bus 24341)	81	-	Disparo de la demanda alimentada por el interruptor	Sí
34-4-82 (bus 24341)	81	-	Disparo de la demanda alimentada por el interruptor	Sí
34-4-86 (bus 24341)	81	-	Disparo de la demanda alimentada por el interruptor	Sí
Circuitos a nivel de distribución	81	-	Disparo de la demanda alimentada por el interruptor	Sí

Fuente: “02-SAL_01-mar-2025-0922_yfinal” elaborado por la UT.

Tabla 8. Medidas adoptadas para corregir actuaciones incorrectas de protección en generadores

Correctivas:	Conexión de la demanda fuera una vez se normalizaron la frecuencia e intercambios en el Sistema. Revisión de esquemas de protección de las plantas FV y berl-u4.	Objetivo:	Llevar el sistema de potencia a su estado de operación normal. Mantener la operación de la planta ante variaciones provocadas por fallas externas.
--------------	---	-----------	---

Fuente: “02-SAL_01-mar-2025-0922_yfinal” elaborado por la UT.

- El Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE) de Honduras, en el documento “03-informe_final_eventos_1_marzo_9_22”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“Según datos registrados en el relevador de protección de la línea L640 [Nueva Nacaome – 15 de Septiembre] a las 09:22.08.245 horas se presenta el disparo de la línea por actuación de la función de distancia (21) en zona 4 (Z4), en un tiempo de 120 ciclos (2 s) desde la detección de la falla según el retardo intencional configurado, este retardo fue definido luego de realizar el estudio denominado ‘Estudio de Coordinación Nueva Nacaome 230 KV VI.2’ consensuado en ambas áreas. // Las protecciones operadas en las subestaciones de Honduras brindan el respaldo a la barra

en 115 kV de la subestación 15 de septiembre, esta operación contribuye a liberar la falla y evitar un mayor daño en los transformadores de la subestación 15 de septiembre.”.

“El tiempo configurado para una protección de respaldo, como el caso de la función de distancia en Zona 4 debe de permitir la actuación de las protecciones principales, siendo eficiente, veloz y selectiva a fin de coordinar las protecciones en toda la red. // Las protecciones principales en la subestación 15 de septiembre no operan conforme a lo debido. // Las otras líneas de interconexión se disparan de manera efectiva por la actuación de la protección de frecuencia (81) al llegar al umbral de disparo.”.

“En el área de control de Honduras para la Protección de Distancia (21), se cuenta con la siguiente filosofía de configuración para su activación: // Zona 1: Protege el 80% de la línea asociada, manteniendo un retardo de tiempo instantáneo. // Zona 2: Protege el 100% de la línea asociada, más un margen de seguridad de 20% extra, esto respecto a las mediciones de los Transformadores de Corriente (TC) o Transformadores de Potencial (TP). Se utiliza un tiempo entre 24-32 ciclos y no da cobertura a impedancias de transformadores. // Zona 3: esta se configura para ver en reversa (puede no estar activa si no se cuenta con telemetría). // Zona 4: Da cobertura al 100% de la línea propia, más un margen del 100% de protección a la línea adyacente más corta, es utilizada como respaldo a protecciones propias de otras líneas y se configura en tiempos considerando la coordinación de la protección principal del elemento adyacente, normalmente entre 48-60 ciclos.”.

“Los ajustes de la línea L640 (NNC – 15S) al momento del evento, fueron evaluados y consensuados tanto por la empresa ENEE-Honduras, como por la empresa ETESAL-El Salvador en una reunión presencial en el área de El Salvador, evaluando ambas terminales, para el extremo de la S/E 15 de septiembre como para el extremo de la S/E Nueva Nacaome. Analizando estos ajustes, el valor configurado para la ZONA 4 da cobertura hasta la barra 2 de 115 kV en la subestación 15 de septiembre, dando respaldo a ambos transformadores en esta subestación con un retardo de 2 segundos (120 ciclos).”.

“Los ajustes de ZONA 2 en la línea L628 (AGC-15S) en Agua Caliente tiene un sobrealcance del 170%, viendo la falla en la barra 2 de 115 kV de 15SEPTIEMBRE, correspondiendo a lo sucedido, disparando la línea en Zona 2, en un tiempo de 24 ciclos (aproximadamente 400 ms). Consideramos que este ajuste no corresponde a lo adecuado, analizando la configuración de la red existente dado que la ZONA 2 debe de estar ajustada al 120%, por lo que solicitaremos a la EPR evaluar estos valores, tanto para

zona 2 como para zona 4 a fin de mejorar la selectividad y precisión de las protecciones y que dichos valores sean consensuados entre las tres empresas ENEE-Honduras, ETELSA(sic)-El Salvador y EPR para su implementación.”.

Tabla 9. Medidas adoptadas para corregir luego del evento del 1 de marzo de 2025

PREVENTIVAS	OBJETIVO
Requerir una reunión en conjunto entre las empresas EOR, ENTELSA y ENEE a fin de mejorar cualquier vulnerabilidad existente en la coordinación de las protecciones entre las líneas de interconexión.	Evitar la ocurrencia de eventos similares al ocurrido y mejorar la coordinación entre las protecciones interáreas
CORRECTIVAS	OBJETIVO
Se envió solicitud a EPR de la revisión de las protecciones en alcance y tiempo, configuradas en la línea L628 (Agua Caliente – 15 de Septiembre) basados en la filosofía de Honduras que permitan la correcta selectividad.	Mejorar la coordinación de protecciones. Permitir la operación de la protección principal antes que la actuación de protecciones de respaldo, protección en zona 2 no debe de ver impedancias de transformadores.

Fuente: “03-informe_final_eventos_1_marzo_9_22” elaborado por el CND-ENEE.

- El CND-ENEE, en el documento “*Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22*”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“A raíz de este evento, se da la actuación de la protección de respaldo de las líneas L628 (Agua Caliente-15deseptiembre) y L640 (Nueva Nacaome-15deseptiembre), causando el disparo de estas y en consecuencia el desbalance suscitado en el sistema nacional. // Es importante mencionar, basados en el estudio ‘Estudio de Coordinación Nueva Nacaome 230 KV VI.2’ que los ajustes establecidos, para la protección de distancia (21) en la línea L640 son los siguientes: (...)”.

Tabla 10. Ajustes de protección de distancia en L640 (Nueva Nacaome – 15 de Septiembre)

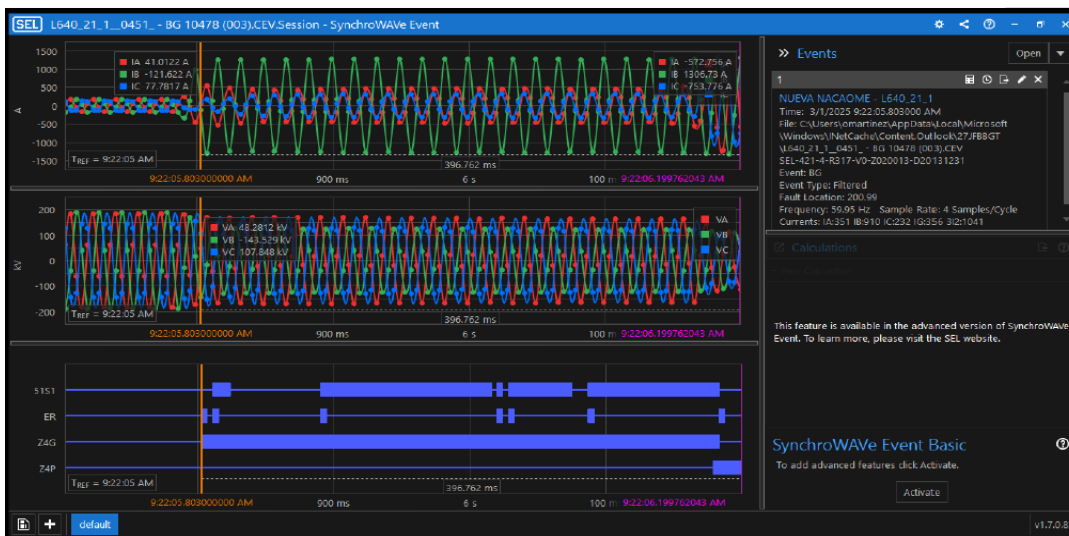
Zona	Ajuste en relevador	Ajuste en Ω secundarios	Ajuste en relevador	Ajuste en ciclos
Zona 1	Z1P	4.32	Z1PD	Instantáneo
Zona 2	Z2P	6.48	Z2PD	30
Zona 3	Z3P	NA	Z3PD	NA
Zona 4	Z4P	17.1	Z4PD	120
Zona 5	Z5P	NA	Z5PD	NA

Fuente: “*Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22*” elaborado por el CND-ENEE.

“Estos ajustes fueron evaluados y consensuados tanto por la empresa ENEE-Honduras, como por la empresa ETESAL-El Salvador en una reunión presencial en el área de El Salvador, evaluando ambas terminales, para el extremo de la S/E 15 de septiembre como para el extremo de la S/E Nueva Nacaome. // Analizando estos ajustes, el valor configurado para la ZONA 4 da

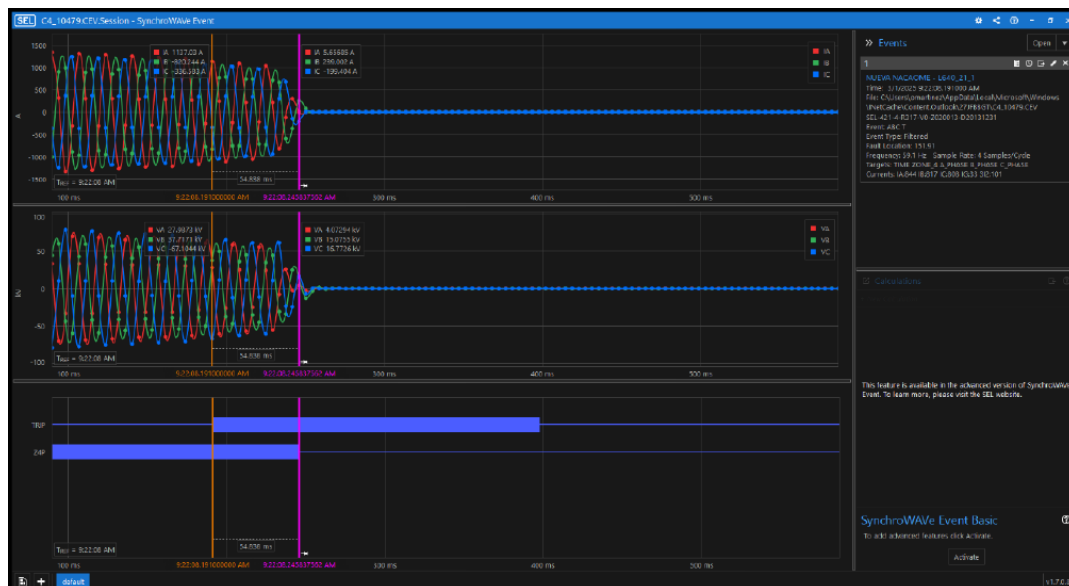
cobertura hasta la barra 2 de 115 kV en la subestación 15 de septiembre, dando respaldo a ambos transformadores en esta subestación con un retardo de 2 segundos (120 ciclos). // Basados en las oscilografías de estas líneas en el extremo de Honduras, se visualiza lo siguiente: (...)”.

Figura 6. Oscilografía L640 (Nueva Nacaome – 15 de Septiembre) al momento del evento



Fuente: “Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22” elaborado por el CND-ENEE.

Figura 7. Oscilografía L640 (Nueva Nacaome – 15 de Septiembre) después del evento

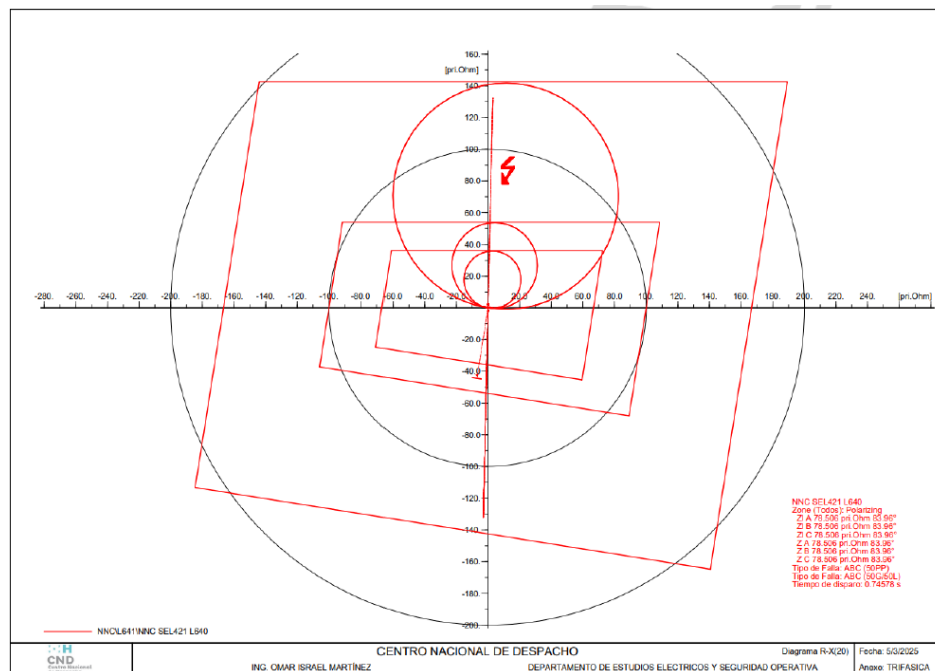


Fuente: “Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22” elaborado por el CND-ENEE.

“A las 09:22:05.803 el relevador asociado a la línea L640 ve la falla en zona cuatro, levantando TRIP Z4G por falla a tierra en

zona 4, enviando señal de disparo, aproximadamente 350 ms después, la falla evoluciona a una falla trifásica, levantando TRIP Z4P por una falla trifásica, disparando la línea L640 a las 09:22:08.245. // Pudiendo observar que, para esta falla, el relevador responde a lo esperado, tal como se observa en las oscilografías, dado que la falla ocurre en la barra de 115 kV. Abriendo el interruptor asociado a la L640 en dos segundos aproximadamente. // Se adjunta captura de una simulación ante una falla en la barra de 115 kV, apreciando la operación en zona 4.”.

Figura 8. Simulación de falla en barra de 115 kV de la SE 15 de Septiembre liberada en zona 4



Fuente: “Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22” elaborado por el CND-ENEE.

“Por otro lado, el ajuste para la protección de distancia (21) en la línea L628 en Agua Caliente son los siguientes: (...)”.

Tabla 11. Ajustes de protección de distancia en L628 (Agua Caliente – 15 de Septiembre)

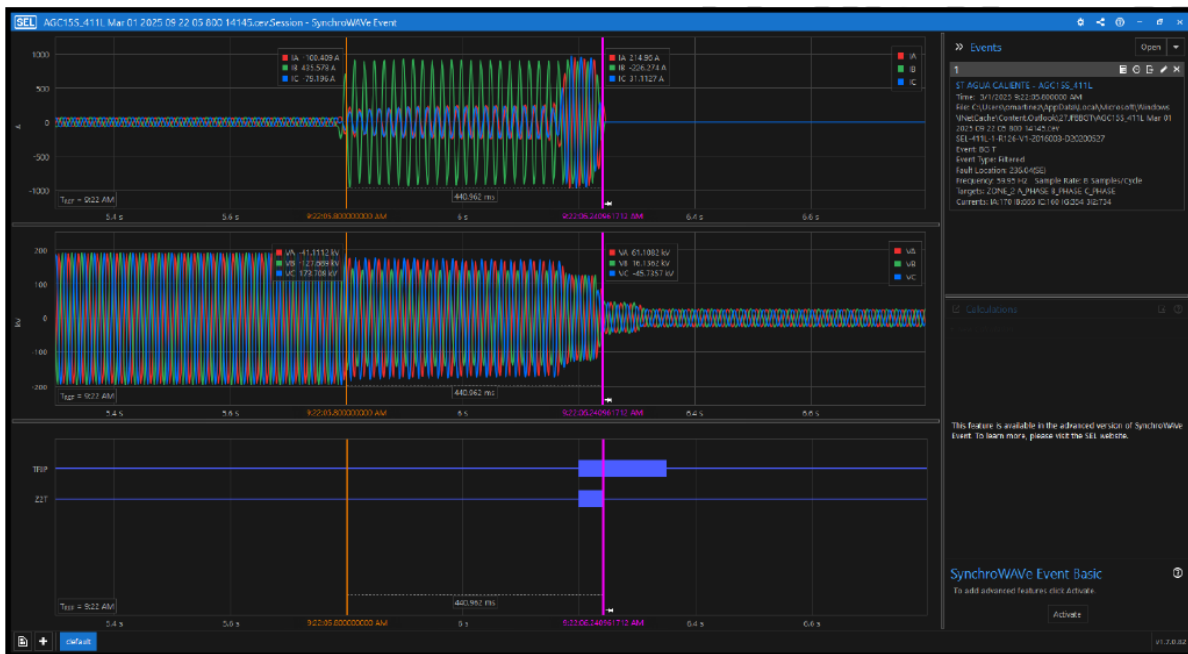
ELEMENTO	FUNCIÓN	GRUPO 1	
		AJUSTE/PICK UP	DIAL DE TIEMPO
L-628	21 F	Z1P= 6.11 OHMS,SEC	Z1PD= 0.0 Ciclos
		Z2P= 12.08 OHMS,SEC	Z2PD= 24.0 Ciclos
		Z3P= 22.0 OHMS,SEC	Z3PD= 240.0 Ciclos
		Z4P= 22.0 OHMS,SEC	Z4PD= 48.0 Ciclos

Fuente: “Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22” elaborado por el CND-ENEE.

“Observamos que el ajuste de ZONA 2 en la línea L628 en Agua Caliente tiene un sobrealcance del 170%, viendo la falla en la

barra 2 de 115 kV de 15SEPTIEMBRE, correspondiendo a lo sucedido, disparando la línea en Zona 2, en un tiempo de 24 ciclos (aproximadamente 400 ms) como se observa en la oscilografía siguiente: (...)

Figura 9. Oscilografía L628 (Agua Caliente – 15 de Septiembre) antes y después del evento



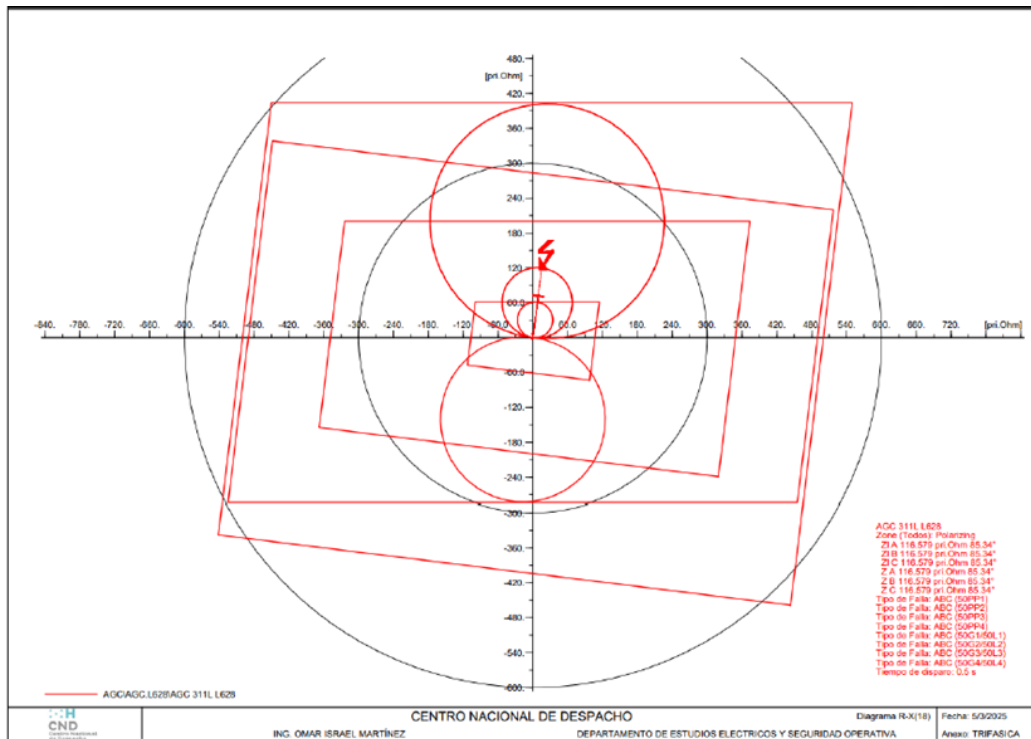
Fuente: “Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22” elaborado por el CND-ENEE.

“Consideramos que este ajuste no corresponde a lo adecuado, analizando la configuración de la red existente dado que la ZONA 2 debe de estar ajustada al 120%, por lo que solicitaremos a la EPR evaluar estos valores, tanto para zona 2 como para zona 4 a fin de mejor la selectividad y precisión de las protecciones y que dichos valores sean consensuados entre las tres empresas ENEE-Honduras, ETESAL-El Salvador y EPR para su implementación.”.

“Esto se ha simulado y se puede apreciar, que ante una falla en la barra 2 de 115 kV de la subestación 15 de septiembre es observada por la línea L628 en zona 2, disparando en un tiempo de 24 ciclos aproximadamente. [Figura 10]”.

“Como se ha mencionado previamente, ESTAS PROTECCIONES ACTUAN COMO RESPALDO A LA BARRA 2 DE 115 KV EN LA SUBESTACIÓN 15 DE SEPTIEMBRE, operando de manera satisfactoria a lo configurado previamente. Sin embargo, se observa la no actuación de las protecciones principales para la barra 2 de 115 kV en la subestación 15 de septiembre.”.

Figura 10. Simulación de falla en barra de 115 kV de SE 15 de Septiembre liberada en zona 2



Fuente: “Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22” elaborado por el CND-ENEE.

“(…) Las protecciones operadas en las subestaciones de Honduras brindan el respaldo a la barra en 115 kV de la subestación 15 de septiembre, esta operación contribuye a liberar la falla y evitar un mayor daño en los transformadores de la subestación 15 de septiembre. // (…) El tiempo configurado para una protección de respaldo, como el caso de la función de distancia en Zona 4 debe de permitir la actuación de las protecciones principales, siendo eficiente, veloz y selectiva a fin de coordinar las protecciones en toda la red. // (…) Es evidente que las protecciones principales en la subestación 15 de septiembre no operan conforme a lo debido.”.

“(…) Se solicitará a la EPR, la revisión de las protecciones en alcance y tiempo, configuradas en la línea L628 (Agua Caliente - 15 de septiembre), basados en la filosofía de Honduras que permitan la correcta selectividad. // (…) Se promoverá una reunión en conjunto entre las empresas EOR, ETESAL y ENEE a fin de mejorar cualquier vulnerabilidad existente en la coordinación de las protecciones entre las líneas de interconexión. // (…) Se comparte comentario realizado al ajuste de la protección 21Z4 en el informe ‘Estudio de Coordinación Nueva Nacaome 230 KV V1.2’.

Figura 11. Ajustes de protección de distancia en zona 4 de la línea Nueva Nacaome – 15 de Septiembre, según el informe *“Estudio de Coordinación Nueva Nacaome 230 KV V1.2”*

Considerando los criterios de coordinación de parte de ENEE, el objetivo del elemento de distancia de zona 4 es la de respaldar ante cualquier falla que se presente en la línea más corta que salen del bus remoto, en este caso la impedancia formada por las líneas 15 de SEPTIEMBRE-NEJAPA, siendo ambas líneas paralelas. Por lo tanto Zona 4 se determina de la siguiente manera.

$$\text{Zona 4} = 100\% Z_{\text{NNC-15S}} + K \ 100\% Z_{\text{15S-NEJ}}$$

El alcance se determinó simulando fallas en la barra de 230KV en S.E. NEJAPA y de lo cual se obtuvo que:

Zona 4 = 142.1 Ω pri = 17.1 Ω sec

El tiempo de operación de zona 4 es 14 = 2 s (120 ciclos).

Debido a que el alcance que se recomienda para esta zona llega a cubrir todo el devanado de media tensión (115KV) de los transformadores en 15 de Septiembre, y en base a que las protecciones asociados a los transformadores deberían de operar antes de los 2 s para prevenir daños electromecánicos a los mismos y para mantener un margen de coordinación se dispuso dejar el tiempo de operación en 2 s.

Fuente: “Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22” elaborado por el CND-ENEE.

- Tanto el EOR, como la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la UT, remitieron a esta Comisión, en el marco de la investigación de oficio, la Ayuda Memoria correspondiente a la reunión presencial sostenida el 29 de abril de 2025, en la cual participaron representantes del EOR, ETESAL, UT, EPR y del CND-ENEE. En el caso específico de la información proporcionada por la ENEE, dicho documento se identifica con el título *“Ayuda Memoria Reunión presencial EOR-UT-ETESAL-EPR-CND_ENEE”*, y contiene los siguientes elementos relevantes:

“OBJETIVO // Revisar los ajustes y la coordinación de las protecciones de las líneas 230 kV entre El Salvador y Honduras, particularmente en la zona adyacente a la subestación 15 de Septiembre 230 kV.”.

“DESARROLLO DE LA REUNIÓN // El EOR inició indicando que el objetivo de la convocatoria es revisar los ajustes y la coordinación de protecciones de las líneas 230 kV entre El Salvador y Honduras, en específico aquellas relacionadas con el evento ocurrido el 01 de marzo de 2025, en conjunto con UT, ETESAL, CND/ENEE y EPR, esto como parte de las acciones remediales y de mejora identificadas a raíz del evento indicado. Todo lo anterior, aparte de las acciones remediales inmediatas que se ejecutaron tanto por ETESAL como por CND-ENEE en las protecciones que se identificaron con necesidad de realizar ajustes en los parámetros de operación. // En ese sentido, por parte de

ETESAL se informó que se han modificado los ajustes de los relés de sobrecorriente a nivel de 115 kV de los autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre 230/115 kV, con un tiempo de retardo intencional de 0.3 seg para una falla ‘enfrente’ permitiendo que actúen en primer lugar las protecciones principales instaladas en dicha zona; por su parte, el CND-ENEE informó que se ajustó el tiempo de retardo de la zona 4 de Nueva Nacaome de la línea hacia 15 de septiembre 230 kV, a un tiempo de 0.8 seg., pero que será reajustada de acuerdo con los resultados de este análisis conjunto. // Con esas bases, se inició con la revisión de los parámetros de impedancia de las líneas de transmisión de interconexión Honduras – El Salvador, asociadas a las bases de datos tanto de ETESAL como de CND-ENEE, encontrándose una discrepancia en los valores de impedancia total de la línea 15 de Septiembre – Nueva Nacaome 230 kV. Para tal fin, será necesario realizar una medición en campo de dicha línea, para determinar sus valores reales y para confirmar los ajustes realizados en esta reunión. // El CND-ENEE mostró las simulaciones realizadas y sus propuestas de ajustes para la coordinación de las líneas 15 de Septiembre – Nueva Nacaome 230 kV y 15 de Septiembre – Agua Caliente 230 kV (en el extremo de Honduras), los cuales muestran a continuación, y que fueron revisadas, discutidas y ajustadas en esta reunión en conjunto con ETESAL, EPR, UT y EOR, considerando los parámetros de impedancia de las líneas, que contiene la Base de Datos de CND-ENEE.”.

Figura 12. Ajustes propuestos de protección de distancia L640 (NNC-15SE)

AJUSTES PROPUESTOS L640 (NNC-15SE)		
21 F	Z1MP= 4.32 OHMS,SEC= Z1MG	Z1PD= 0.0 Ciclos
	Z2MP= 8.45 OHMS,SEC= Z2MG	Z2PD= 24.0 Ciclos
	Z3MP= 5.40 OHMS,SEC= Z3MG	Z3PD= OFF
	Z4MP= 17.10 OHMS,SEC= Z4MG	Z4PD= 42.0 Ciclos
	Z5MP= 29.75 OHMS,SEC= Z5MG	Z5PD= 54.0 Ciclos
21 N	XG1= 4.32 OHMS,SEC	MISMOS TIEMPOS 21F
	RG1= 8.00 OHMS,SEC	
	XG2=8.45 OHMS,SEC	
	RG2= 13.25 OHMS,SEC	
	XG3= 5.40 OHMS,SEC	
	RG3= 9.00 OHMS,SEC	
	XG4= 17.10 OHMS,SEC	
	RG4= 20.00 OHMS,SEC	
	XG5= 29.75 OHMS,SEC	
	RG5= 34.0 OHMS,SEC	
	K0M1= K0M= 0.845	
	K0A1= K0A= -9.15	

Fuente: “Ayuda Memoria Reunión presencial EOR-UT-ETESAL-EPR-CND_ENEE” elaborado por el EOR.

Figura 13. Ajustes propuestos de protección de distancia L628 (AGC-15SE)

AJUSTES PROPUESTOS L628 (AGC-15SE)		
21 F	Z1MP= 6.10 OHMS,SEC= Z1MG	ZIPD= 0.0 Ciclos
	Z2MP= 10.16 OHMS,SEC= Z2MG	Z2PD= 24.0 Ciclos
	Z3MP= 8.07 OHMS,SEC= Z3MG	Z3PD= 240 Ciclos
	Z4MP= 20.33 OHMS,SEC= Z4MG	Z4PD= 42.0 Ciclos
	Z5MP= 33.20 OHMS,SEC= Z5MG	Z5PD=54.0 Ciclos
21 N	XG1= 6.12 OHMS,SEC	MISMOS TIEMPOS 21F
	RG1= 10.67 OHMS,SEC	
	XG2= 10.10 OHMS,SEC	
	RG2= 17.7 OHMS,SEC	
	XG3= 8.07 OHMS,SEC	
	RG3= 14.13 OHMS,SEC	
	XG4= 20.36 OHMS,SEC	
	RG4= 35.64 OHMS,SEC	
	XG5= 33.20 OHMS,SEC	
	RG5= 50.0 OHMS,SEC	
	K0M1= K0M= 0.5401873	
	K0A1= K0A= -10.2155	

Fuente: “Ayuda Memoria Reunión presencial EOR-UT-ETESAL-EPR-CND_ENEE” elaborado por el EOR.

“Además, se ha incorporado la habilitación de la zona 5 tanto en Nueva Nacaome 230 kV como en Agua Caliente 230 kV, para dar respaldo ante falla en la barra 230 kV de SE Nejapa, incluyendo la indisponibilidad de uno de los circuitos Nejapa – 15 de Septiembre 230 kV.”.

“Por su parte, ETESAL mostró las simulaciones y ajustes de protecciones actuales contenidas en su base de datos para las líneas de 15 de Septiembre – Nejapa 01 y 02, las cuales fueron revisadas, discutidas y ajustadas en esta reunión en conjunto con EPR y EOR, (...) // Además de realizar estas revisiones y ajustes para una mejor coordinación de las protecciones asociadas, particularmente relacionado con el ajuste de la función ECHO y el factor de compensación Ko para las zonas de respaldo y aguas abajo.”.

“Conclusiones // 1. Se recomienda realizar la medición en campo de los parámetros reales de la línea 15 de Septiembre – Nueva Nacaome 230 kV, para confirmar los ajustes determinados en esta reunión. Para esta actividad, el EOR gestionará con CND-ENEE y UT para que se evalúe la factibilidad de esta acción en conjunto, debido a los costos asociados. // 2. Se recomienda a la UT y ETESAL evaluar en conjunto la factibilidad de implementar una zona 4 de distancia, de forma adicional en las protecciones de SE Nejapa 230 kV viendo hacia subestación 15 de Septiembre 230 kV

con un tiempo de retardo intencional de 900 mseg en caso de implementarse, y un alcance que cubra el 100% de la línea 15 de Septiembre – Agua Caliente 230 kV. UT informará al EOR el resultado de dicha evaluación a más tardar el 31 de mayo de 2025. // 3. El EOR remitirá notas oficiales a los OS/OM involucrados y a la EPR, con la solicitud de la implementación a la brevedad posible, de los ajustes de protecciones determinados en esta reunión, solicitando informen oportunamente al EOR cuando se hayan implementado en campo los ajustes resultantes descritos anteriormente.”.

- Tanto la UT como la ETESAL remitieron a esta Comisión, en el marco de la investigación, la minuta correspondiente a la reunión presencial celebrada el 28 de mayo de 2015, en la cual participaron representantes de ETESAL, ENEE, EPR y COHESSA (Compañía Hondureña de Energía Solar, S. A. de C. V.). El objetivo principal de dicha reunión fue revisar y coordinar los ajustes de protecciones asociados a las líneas de interconexión entre las áreas de control de El Salvador y Honduras, con motivo de la entrada en operación de la subestación Nueva Nacaome. En particular, respecto del documento identificado como “*Anexo 4. Minuta de reunión EPR-ENEE-COHESSA-ETESAL por entrada en operación Nueva Nacaome 28MAY2015*”, remitido por ETESAL, se destaca el siguiente aspecto discutido durante dicha reunión:

“(…) Se analizaron las impedancias de las bases de datos de ambas partes y la información proporcionada en el estudio presentado por Honduras, y debido a discrepancias entre los datos se optó por utilizar los datos de El Salvador (Aspen Oneliner). A partir de esta revisión se acordó que Honduras realizara la medición de la Impedancia de la línea Nueva Nacaome – 15 de Septiembre. Dicha medición será coordinada entre ENEE y ETESAL.”.

- El EOR, mediante los documentos “*Plan de Trabajo coordinación y ajustes de las protecciones 15SE-NNC*” y “*Plan de Trabajo acción remedial por evento 01-marzo-2025*”, dio respuesta al requerimiento formulado por esta Comisión en el marco de la investigación, con relación al “*Plan de trabajo de la supervisión, validación y acciones correspondientes para preservar la calidad, seguridad y desempeño de la Red de Transmisión Regional (RTR), con relación a la coordinación y posibles ajustes a las protecciones asociadas a las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, en seguimiento a las acciones ya iniciadas por el EOR en coordinación con los OS/OMS según lo mencionado en el Informe Final del Evento Regional del 1 de marzo de 2025.*”. En dicho Plan, se resalta que, además de las medidas previamente emprendidas por el EOR en coordinación con las entidades involucradas en el evento del 1 de marzo de 2025, los ajustes de protecciones acordados durante

la reunión presencial del 29 de abril de 2025 serían implementados durante el transcurso del mes de mayo del mismo año.

Figura 14. Plan de trabajo tras el evento ocurrido en el SER el 1 de marzo de 2025

ENTE OPERADOR REGIONAL													
Plan de trabajo para la coordinación y ajustes de las protecciones asociadas a subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, por Evento Regional del 01 de marzo de 2025													
No.	ACTIVIDADES / SEMANA	mar-25				abr-25				may-25			
		1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ocurrencia del evento: 01 de marzo 2025												
2	Elaboración por el EOR del Informe del evento del 01 de marzo 2025, con base en informes preliminares y finales de los OSOM.												
3	Reunión técnica de trabajo virtual EOR-CTSO para revisar y ultimar detalles del informe del evento ocurrido el 01 de marzo de 2025												
4	Ejecución de primeras acciones correctivas urgentes en las protecciones directamente involucradas en el evento, por parte de los Agentes Transmisores de El Salvador y Honduras.												
5	Realización de reuniones virtuales de seguimiento entre EOR-UT-ETESAL-EPR-CND_ENEE												
6	Reunión técnica de trabajo presencial entre EOR-UT-ETESAL-EPR-CND_ENEE (29-abril-2025), para la revisión y determinación de ajustes y coordinación de las protecciones instaladas en la zona adyacente a la subestación 15 de Septiembre del área de control de El Salvador, tanto a nivel de 115 kV como en 230 kV, incluyendo las líneas SIEPAC de la EPR.												
7	Implementación de los ajustes de las protecciones, determinados en reunión técnica de trabajo presencial.												

Fuente: “Plan de Trabajo coordinación y ajustes de las protecciones 15SE-NNC” elaborado por el EOR.

- El EOR, por medio del documento “Anexo I Respuesta EOR a nota CRIE-SV-115-2025”, respondió al requerimiento formulado por esta Comisión en el marco de la investigación, con relación a “(...) las evidencias que respalden la implementación en campo de los ajustes de protecciones establecidos para cada área de control, conforme a lo acordado en la reunión presencial realizada el 29 de abril de 2025, y según lo consignado en la Ayuda Memoria adjunta como Anexo I de la referida nota [EOR-GOS-06-05-2025-060].”. En cumplimiento de dicho requerimiento, el EOR mediante el referido anexo de respuesta a la nota CRIE-SV-115-2025, remitió las evidencias correspondientes a la implementación en campo de “(...) los ajustes y la coordinación adecuada de las protecciones principales y de respaldo de los elementos de transmisión instalados en la zona adyacente a la subestación 15 de Septiembre del área de control de El Salvador, tanto a nivel de 115 kV como en 230 kV, lo que incluyó las interconexiones con Honduras y las líneas pertenecientes al SIEPAC propiedad de la EPR.”. Esta implementación se efectuó conforme a lo instruido previamente por el EOR a la UT, al CND-ENEE y a la EPR mediante la nota EOR-GOS-06-05-2025-060, de fecha 6 de mayo de 2025, y a lo indicado en el “Plan de trabajo tras el evento ocurrido en el SER el 1 de marzo de 2025” (Figura 14).
- El EOR, por medio del documento “Anexo III Respuesta EOR a nota CRIE-SV-115-2025”, respondió al requerimiento formulado por esta Comisión en el

marco de la investigación, con relación a “(...) la Ayuda Memoria de la reunión presencial EOR-EPR-UT-ETESAL-CND/ENEE realizada en la fecha antes mencionada, en la cual se indica que ‘(...) por parte de ETESAL se informó que se han modificado los ajustes de los relés de sobrecorriente a nivel de 115 kV de los autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre 230/115 kV, con un tiempo de retardo intencional de 0.3 seg para una falla ‘enfrente’, permitiendo que actúen en primer lugar las protecciones principales instaladas en dicha zona (...)’ se solicita confirmar si dicho ajuste fue finalmente oficializado tras la reunión, así como: // (...) Detallar los inconvenientes técnicos identificados que impidieron la actuación de dicha protección de sobrecorriente durante el evento del 1 de marzo de 2025. // (...) Informar las medidas correctivas adoptadas por el agente transportista, además del ajuste de retardo intencional mencionado.”. En cumplimiento de dicho requerimiento, el EOR mediante el referido anexo de respuesta a la nota CRIE-SV-115-2025, remitió un correo de la ETESAL dirigido a la UT, en la que se indicó respectivamente lo siguiente:

“(...) La actuación de la función de sobrecorriente estaba ajusta (sic) para un tiempo aproximados de 0.9 segundos para el tipo de falla que se presentó; dicho tiempo se vió (sic) aumentado debido al comportamiento de las contribuciones de corriente de falla a medida (sic) evolucionaron los hechos.”.

“(...) La función de sobrecorriente de los autotransformadores se ha ajustado para que opere en tiempos aproximados de 0.3 segundos para el tipo de falla que se presentó el 1 de marzo; adicionalmente se han revisado e implementado los ajustes de los elementos de distancia de los extremos remotos de las líneas que convergen en la subestación 15 de Septiembre, para que liberen fallas en la barra de 115 kV de la subestación, en tiempos de zona 2.”.

- El EOR, por medio del documento “481-Anexo A.-Informe técnico - Información complementaria solicitada CRIE nota CRIE-SV-115-2025”, respondió al requerimiento formulado por esta Comisión en el marco de la investigación, con relación a la confirmación de si ya fue realizada “(...) la ‘(...) medición en campo de los parámetros reales de la línea 15 de Septiembre – Nueva Nacaome 230 kV, para confirmar los ajustes determinados en esta reunión (...)’. Asimismo, se solicita informar los motivos por los cuales dicha medición no había sido realizada antes de la fecha de la reunión [del 29 abril de 2025], lo cual generó discrepancias entre los valores modelados en las bases de datos de ETESAL y del CND-ENEE.”. En cumplimiento de dicho requerimiento, el EOR mediante el referido anexo de respuesta a la nota CRIE-SV-115-2025, indicó lo siguiente, a la vez que compartió el cronograma de trabajo (Figura 15) en el que el CND-ENEE detalló las actividades a realizar para “(...) la revisión y verificación de los

parámetros eléctricos de las líneas de interconexión existentes entre Honduras y las áreas de control de Guatemala, Nicaragua y El Salvador.”:

“Al respecto, aunque existen leves discrepancias en cuanto a los parámetros de la línea de interconexión entre Honduras y El Salvador, sobre todo en cuanto a la longitud eléctrica de la línea en mención, es importante explicar que, lo que se realizó en la reunión presencial conjunta del 29 de abril de 2025, fue calcular y coordinar las protecciones de línea con los parámetros eléctricos más restrictivos, es decir los que levemente eran menores, de esa forma la línea se mantiene protegida por medio de las 3 zonas de protección y se asegura que no se tengan un sobre-alcance sobre todo con respecto a la zona 1 de distancia; así cuando ya se tengan los parámetros definitivos solo se harán pequeños ajustes en su alcance de ser necesario. // Lo anterior se explica dado que, antes y durante el evento, los alcances de las zonas de distancia de la línea 15 de Septiembre – Nueva Nacaome 230 kV operaron correctamente, ya que tenían ajuste adecuado de alcance de sus zonas de distancia según los parámetros vigentes; por tanto lo que ocurrió durante el evento del 01 de marzo de 2025 en lo que respecta a las protecciones de las líneas de transmisión, estuvo más relacionado al retardo de tiempo intencional que tenía ajustado la protección del lado de la SE Nueva Nacaome 230 kV, lo cual ya fue corregido.”.

“Por otra parte, conforme lo indican los Agentes Transmisores ENEE y ETESAL en la información contenida en el Anexo IV adjunto, a continuación las respuestas: // ETESAL: ‘Respecto a la medición de parámetros de línea de interconexión, ETESAL está en proceso de cotización del servicio para ejecución de las pruebas, para posteriormente coordinar la interrupción de la línea.’ // CND-ENEE: ‘Respecto al estado de la medición en campo, luego de los acercamientos entre ENEE-Transmisión y ETESAL, se ha confirmado una pequeña discrepancia en los parámetros, actualmente se está realizando la solicitud para la ejecución de las pruebas en campo asociada a la línea L640 (Nueva Nacaome – 15 de septiembre), conforme a lo expresado en nota ‘DEESO-CND-055-VI-2025’. // Respecto al porqué no se había realizado dicha medición, tenemos entendido que al momento de ingresar la línea L640 (Nueva Nacaome-15 de septiembre) se presentaron los estudios al ser un punto RTR y se llevó a cabo reunión presencial entre las áreas del EOR, ENEE-Honduras y ETESAL-El Salvador, donde se consolidaron y validaron los parámetros teóricos resultantes del modelamiento de la línea, dando la aprobación de dicho estudio. Hasta la fecha, son con esos valores que se han modelado y establecido, tanto la base de datos, como los ajustes en sus protecciones y fue hasta dicha reunión en donde surgieron las inconsistencias.’”.

“Por lo anterior, el EOR reitera que actualmente las líneas de interconexión entre Honduras y El Salvador se mantienen protegidas adecuadamente, considerando las pequeñas discrepancias en los parámetros vigentes, y se está en espera que UT-ETESAL y CND-ENEE hagan prontamente las gestiones para realizar las mediciones e informen la fecha programada, lo cual será comunicado oportunamente a CRIE.”.

Figura 15. Plan de trabajo para la revisión y verificación de los parámetros eléctricos de las interconexiones HON-GUA, HON-NIC y HON-ESA

Actividad Por Realizar	Fecha Estimada
Solicitud y validación de datos técnicos a Empresa de Transmisión ENEE-EPR	04/06/2025- 06/06/2025
Revisión y verificación de datos técnicos y parámetros eléctricos de líneas de transmisión en software PF-DigSilent por CND	06/06/2025 - 13/06/2025
Envío de parámetros eléctricos validados de las líneas de transmisión a los OSOM (AMM-UT-CNDC ENATREL)	13/06/2025 - 14/06/2025
Coordinación con EPR para la ejecución de mantenimientos a fin de realizar la verificación de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión en campo	13/06/2025 - 14/06/2025
Actualización de PAM-2025 con mantenimientos EPR	18/06/2025 - 20/06/2025
Ejecución de Mantenimientos de líneas EPR (L629 / L628 / L627)	10/07/2025 - 13/07/2025
Revisión y Validación de parámetros (en campo) en coordinación con EPR	14/07/2025 - 21/07/2025
Revisión de Parámetros Eléctricos en coordinación con UT y CNDC-ENATREL de las líneas L640 y L617 respectivamente.	por definir
Reunión virtual en seguimiento a la homologación de los parámetros eléctricos de las líneas L617 y L640 (UT-ENATREL)	por definir
Revisión en campo (ENEE-UT-ENATREL) de presentarse discrepancias en los parámetros eléctricos	por definir
Envío de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión homologados al EOR	por definir

Fuente: “DEESO-CND-055-VI-2025- Plan Trabajo parámetros interconexiones CND-ENEE” elaborado por el CND-ENEE.

Regulación Regional aplicable:

A continuación, se presenta la principal Regulación Regional aplicable con relación al análisis de la actuación de protecciones de respaldo en las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome:

Segundo Protocolo al Tratado Marco

- *“Artículo 23. Los agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y Mercado (OS/ OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional.”.*

Libro I del RMER

“1.5.3 El EOR y la Operación del MER”

- **1.5.3.2** *“En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: // (...) i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; // (...) vi. Supervisar y validar, en coordinación con el Agente respectivo, las calibraciones propuestas para las protecciones y sistemas de control cuyos efectos involucren a más de un Agente; (...)”.*

Libro II del RMER

“3.2.4 Coordinación con los OS/OMS”

- **3.2.4.1** *“El sistema regional se operará coordinadamente entre el EOR, los OS/OMS y los agentes, de acuerdo al siguiente esquema: // (...) g) Los agentes transmisores adicionalmente serán los responsables de coordinar y efectuar el ajuste de las protecciones en coordinación con el OS/OM respectivo, de acuerdo a lo definido en el Libro III del RMER; (...)”.*

“3.2.5 Coordinación con los Agentes”

- **3.2.5.3** *“Los agentes transmisores deberán: // (...) e) Realizar con el OS/OM respectivo la coordinación del sistema de protecciones de la RTR; (...)”.*

Libro III del RMER

“3.1 Obligaciones de los Agentes Transmisores”

- **3.1.1** *“Un Agente que provee el Servicio de Transmisión tendrá, sin perjuicio de las obligaciones y derechos establecidos en el Capítulo 3 del Libro I, las siguientes obligaciones y responsabilidades: // (...) d) Disponer de los equipos de control y protección necesarios para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y limitar la propagación de fallas o mitigar los daños sobre sus propias instalaciones que pueden causar las fallas originadas en equipamientos pertenecientes a terceros, así como para limitar la propagación al resto de la RTR de las fallas originadas en sus propias instalaciones o las de Agentes conectados a las mismas; (...)”.*

“5.2.5 Detalles y Tipos de Estudios”

- **5.2.5.3** *“Para los estudios de coordinación de protecciones el EOR mantendrá los ajustes de protecciones informados por los OS/OM. El EOR podrá requerir ajustes más restrictivos según lo considere necesario para preservar la calidad y seguridad de la operación del SER.”.*

“5.5.1. Reportes de Eventos”

- **5.5.1.4** *“Si como conclusión del informe final del evento se desprende que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control de la RTR, e*

inclusive error humano, el Agente involucrado deberá adoptar las medidas correctivas y preventivas que correspondan, e informar detalladamente de ello al OS/OM correspondiente quién a su vez informará al EOR.”.

En el marco del análisis regulatorio desarrollado en la investigación, y específicamente en lo relativo a la actuación de las protecciones de respaldo en las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome durante el evento ocurrido el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas, resulta fundamental determinar los instrumentos normativos que establecen las obligaciones de los agentes transmisores, los Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS), y el Ente Operador Regional (EOR), en lo concerniente a la coordinación, ajuste, mantenimiento y supervisión de los sistemas de protección. Este análisis se sustenta en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y en los Libros I, II y III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

En primer lugar, el Segundo Protocolo al Tratado Marco refuerza la obligatoriedad del cumplimiento de la Regulación Regional por parte de todos los actores del Mercado Eléctrico Regional (MER). Su artículo 23 dispone que los agentes del mercado, los OS/OMS y el EOR están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo establecido en dicha regulación.

En concordancia con lo anterior, el Libro I del RMER, en su numeral 1.5.3.2, asigna al EOR la responsabilidad de dirigir y coordinar la operación técnica del SER (literal i), así como de supervisar y validar, en coordinación con el agente respectivo, las calibraciones propuestas para protecciones cuyos efectos involucren a más de un agente (inciso vi.).

Por su parte, el Libro II del RMER desarrolla las obligaciones en materia de coordinación de protecciones. El literal g) del numeral 3.2.4.1 establece que los agentes transmisores son responsables de coordinar y efectuar los ajustes de protecciones en conjunto con el OS/OM correspondiente, conforme a lo definido en el Libro III. Esta responsabilidad se ve reforzada por el literal e) del numeral 3.2.5.3, que indica que los agentes transmisores deben realizar dicha coordinación con el OS/OM, asegurando la adecuada configuración del sistema de protecciones de la Red de Transmisión Regional (RTR).

El Libro III del RMER establece de forma explícita las responsabilidades técnicas de los agentes transmisores. El literal d) del numeral 3.1.1 dispone que deben contar con los equipos de control y protección necesarios para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), así como para limitar la propagación al resto de la RTR de las fallas originadas en sus propias instalaciones o las de agentes conectados a las mismas.

En lo relativo a los estudios de coordinación de protecciones, el numeral 5.2.5.3 del Libro III del RMER, establece que el EOR debe conservar los ajustes de protecciones informados por los OS/OMS, con la facultad de requerir ajustes más restrictivos si los considera necesarios para preservar la calidad y seguridad de la operación del SER. Adicionalmente, el numeral 5.5.1.4 del mismo libro, impone una obligación correctiva inmediata al agente involucrado en caso de que el informe final de un evento concluya la existencia de mal funcionamiento de elementos de protección. En tal situación, el agente debe adoptar las medidas correctivas

y preventivas que correspondan, e informar al OS/OM respectivo, quien a su vez debe notificar al EOR.

Como puede observarse en el marco normativo expuesto, la Regulación Regional establece una estructura clara de responsabilidades compartidas entre los agentes transmisores, los OS/OMS y el EOR para garantizar la adecuada configuración, implementación, coordinación y operación de los sistemas de protección en instalaciones asociadas a la RTR. Esta arquitectura normativa tiene como fin preservar la seguridad, confiabilidad y calidad en el SER. En consecuencia, a continuación, esta Comisión presenta una evaluación detallada de la información técnica y documental proporcionada por las entidades involucradas, con el propósito de verificar el cumplimiento de dichas disposiciones normativas, así como de la implementación efectiva de medidas correctivas conforme a la Regulación Regional.

Análisis CRIE

Con base en la situación objeto de la investigación y en la hipótesis planteada, esta Comisión procedió a analizar la documentación técnica proporcionada por las entidades involucradas (EOR, UT, ETESAL y ENEE), a la luz de la Regulación Regional aplicable. Este análisis se enfocó particularmente en la supuesta actuación incorrecta o tardía de las protecciones de respaldo en las subestaciones 15 de Septiembre (área de control de El Salvador) y Nueva Nacaome (área de control de Honduras), evaluando cómo estas supuestas deficiencias contribuyeron a la prolongación y propagación del evento ocurrido el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas.

En la referida documentación técnica, objeto de revisión y análisis por parte de esta Comisión, se evidencian varios elementos relevantes relacionados con las protecciones de respaldo de dichas subestaciones. En primer lugar, respecto a las protecciones de sobrecorriente ubicadas en el lado de 115 kV de los dos autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre, se confirma que éstas tenían originalmente un retardo configurado de 900 milisegundos (54 ciclos). Dicho retardo no permitió liberar oportunamente la falla monofásica a tierra que se presentó durante la ejecución del mantenimiento que involucró al interruptor 18-7-11 y a la cuchilla 18DSW7-11B. Como consecuencia, la falla permaneció aplicada por más tiempo del previsto, contribuyendo a su propagación hacia otros elementos del SER. Posteriormente, como resultado de la reunión técnica presencial celebrada el 29 de abril de 2025, documentada en la Ayuda Memoria respectiva y compartida por el EOR, la UT y la ENEE, se acordó reducir este retardo a 300 milisegundos (18 ciclos), ajuste que fue implementado en campo y evidenciado por ETESAL, conforme a lo instruido por el EOR a la UT mediante la nota EOR-GOS-06-05-2025-060.

Adicionalmente, la documentación técnica complementaria remitida por el EOR en respuesta a la nota CRIE-SV-115-2025, incluyó el pronunciamiento por parte de ETESAL, en el cual se explica que el retardo original de las protecciones de sobrecorriente ubicadas en el lado de 115 kV de los dos autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre se vio incrementado debido a la magnitud de la corriente de falla durante el evento.

En este contexto, esta Comisión considera pertinente que la ETESAL, en coordinación con la UT y el EOR, realice un análisis específico para evaluar el comportamiento de las referidas protecciones de sobrecorriente frente a diferentes magnitudes de corriente de falla, a fin de confirmar el fenómeno observado y, de ser necesario, realizar ajustes adicionales que eviten que se repita este tipo de comportamiento no deseado.

En cuanto a la protección de distancia en zona 4 instalada en la subestación Nueva Nacaome, encargada de abrir la línea de 230 kV que conecta con la subestación 15 de Septiembre, el análisis oscilográfico realizado por el CND-ENEE confirma que dicha protección estaba originalmente ajustada con un retardo de 2 segundos (120 ciclos). Sin embargo, durante el evento, su operación se registró aproximadamente a los 2.5 segundos (150 ciclos) del inicio de la falla, evidenciando un retardo superior al esperado. Esta Comisión constató, según la información remitida por la ENEE y consignada en el documento “*Actuación de Protecciones en Evento Nacional 01_03_2025-09_22*”, el cual contiene dicho análisis oscilográfico, que el retardo adicional se debió a un reinicio del temporizador interno del respectivo relé, causado por el cambio de la naturaleza de la falla, de monofásica a tierra a trifásica.

En este contexto, se concluye que la protección de distancia en zona 4 instalada en la subestación Nueva Nacaome, actuó de acuerdo con su lógica interna y parámetros de configuración, es decir, su operación fue técnicamente correcta. No obstante, la evolución dinámica de la falla, al cambiar su tipología, provocó un reinicio en el temporizador del relé, lo que generó una dilación adicional. Este comportamiento, aunque técnicamente explicable y coherente con la configuración del relé, evidenció una vulnerabilidad del sistema frente a fallas evolutivas, por lo que se considera adecuado evaluar ajustes a la lógica de actuación que permitan mitigar estos efectos y asegurar una respuesta más oportuna en futuros eventos similares.

Este comportamiento, si bien está contemplado en muchas lógicas estándar de protección, podría ser mitigado mediante la configuración de un “*trigger*” de disparo unificado, es decir, una lógica de control común que asegure la continuidad del temporizador sin importar la evolución del tipo de falla.

Relés como el SEL-421 de *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL) permiten dicha configuración. Como se ilustra en la lógica funcional mostrada en la Figura 16, obtenida del manual de instrucciones del SEL-421, es posible diseñar una lógica de zona de protección que combine múltiples condiciones de disparo (por ejemplo, ZxP, ZxPD y ZxGD para determinada zona “n”) mediante compuertas OR y condiciones de suspensión de temporizador (“*Suspend Timing*”), manteniendo un temporizador común para todo el conjunto. Esto permite que, aun si cambia el tipo de componente de la falla (por ejemplo, de fase-tierra a trifásico), la lógica de tiempo no se reinicie, asegurando una actuación consistente dentro del retardo ajustado.

En este sentido, debido a que el relé instalado en Nueva Nacaome es de este tipo (página 62 del documento “*Estudio de Coordinación Nueva Nacaome 230 KV V1.2*”), la posibilidad de implementar un “*trigger*” unificado mediante programación lógica personalizada podría ser factible.

Por otro lado, como medida correctiva, en el marco de la reunión del 29 de abril de 2025 en la que participaron representantes del EOR, la EPR, la ETESAL, el CND-ENEE y la UT, se acordó reducir el retardo de esta protección a 700 milisegundos (42 ciclos), lo cual ya fue implementado.

No obstante, esta Comisión considera necesario que la ENEE, en coordinación con el CND-ENEE y el EOR, evalúe la posibilidad de configurar el relé de zona 4 con un “*trigger*” de disparo unificado, evitando que su lógica interna reinicie el temporizador ante cambios en la tipología de la falla. Esta medida adicional permitiría garantizar una actuación oportuna y coherente del sistema de protección ante futuras contingencias, fortaleciendo la selectividad de dicho sistema y la confiabilidad operativa del SER.

Figura 16. Lógica funcional del relé SEL-421

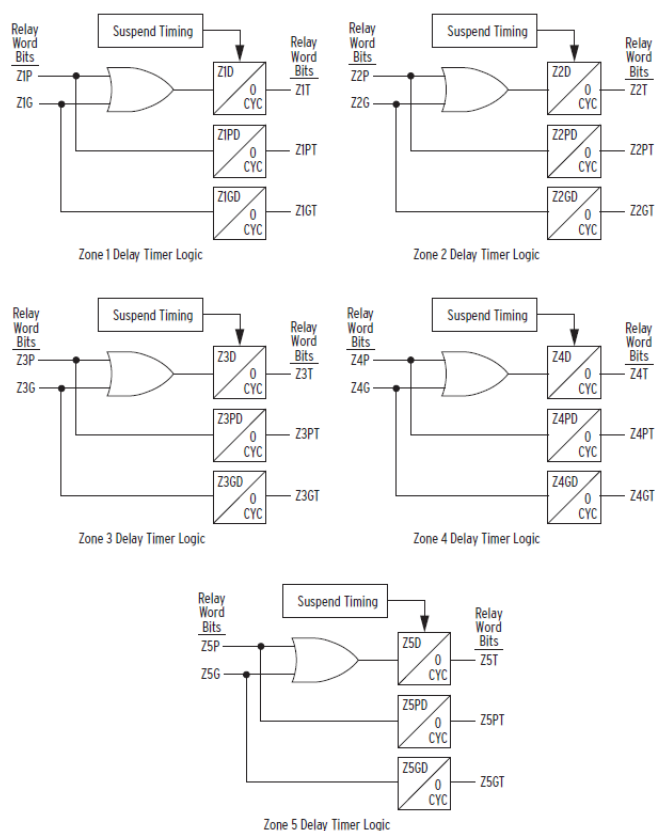


Figure 5.73 Zone Timers

Fuente: Manual de instrucciones del relé SEL-421 elaborado por el fabricante SEL.

Otro aspecto relevante es que, si bien se ha documentado la implementación de ajustes a las protecciones de respaldo mencionadas, los cuales influyeron en la prolongación del evento

del 1 de marzo de 2025, aún persiste un asunto pendiente identificado tanto en la Ayuda Memoria de la reunión presencial del 29 de abril de 2025 como en la minuta de la reunión del 28 de mayo de 2025 entre ETESAL, ENEE, EPR y COHESSA. Este asunto corresponde a la medición de los parámetros reales de la línea de 230 kV 15 de Septiembre – Nueva Nacaome, acordada desde 2015 y que, según lo reportado por las entidades, todavía no se ha concretado. Dicha medición es indispensable para garantizar una adecuada configuración de las protecciones de distancia, ya que los ajustes dependen de manera directa de los valores reales de impedancia de la línea. En consecuencia, es necesario que esta Comisión inste a las entidades involucradas (ENEE, CND-ENEE, ETESAL y UT) a ejecutar la medición a la mayor brevedad posible.

Adicionalmente, durante el evento se identificaron casos de disparos incorrectos de las plantas fotovoltaicas Albireo y Talnique Solar, así como de la unidad 4 de la planta geotérmica Berlín, ubicadas en el área de control de El Salvador. Esta situación fue reportada por la UT, según lo constatado en el documento *“02-SAL_01-mar-2025-0922_yfinal”*. Si bien se mencionaron las acciones correctivas previstas en dicho documento, como la revisión de los esquemas de protección de las referidas plantas (27G, 81G y 86G, respectivamente), esta Comisión considera importante que la UT dé seguimiento activo a la implementación efectiva de los ajustes pertinentes, con el fin de garantizar la selectividad y confiabilidad de los sistemas de protección local en escenarios de fallas externas a las plantas.

En conjunto, los ajustes realizados a las protecciones de respaldo, tanto las de sobrecorriente, ubicadas en el lado de 115 kV de los autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre, como la de distancia en zona 4 instalada en la subestación Nueva Nacaome, reflejan una respuesta técnica adecuada por parte de los agentes transportistas involucrados (ENEE y ETESAL), en coordinación con sus respectivos OS/OMS (CND-ENEE y UT) y el EOR. Por ende, se ha evidenciado un seguimiento sistemático y documentado por parte del EOR, conforme a lo establecido en el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER, que le asigna la responsabilidad de coordinar técnicamente la operación del SER (literal i) y supervisar los ajustes de protecciones con efectos interinstitucionales (inciso vi.), así como, según lo dispuesto en el numeral 5.2.5.3 del Libro III del RMER, la facultad de requerir ajustes de protecciones más restrictivos que los informados por los OS/OMS, si lo considera necesario para preservar la calidad y seguridad de la operación del SER.

A la vez, se ha verificado que los agentes transmisores ENEE y ETESAL han actuado en el marco de sus obligaciones normativas conforme al literal g) del numeral 3.2.4.1 y al literal e) del numeral 3.2.5.3, ambos del Libro II del RMER, así como al literal d) del numeral 3.1.1 del Libro III del RMER, en cuanto a la coordinación, ejecución de ajustes y disponibilidad de equipos de protección para cumplir con los CCSD y mitigar la propagación de fallas al resto de la RTR, respectivamente. Asimismo, el actuar de los referidos agentes transmisores evidencia el cumplimiento de lo establecido en el numeral 5.5.1.4 del Libro III del RMER, en cuanto a adoptar las medidas correctivas y preventivas correspondientes luego de la identificación de comportamientos anómalos en el funcionamiento de elementos de protección de la RTR, e informarlas a sus correspondientes OS/OMS.

No obstante, si bien no se identificaron incumplimientos a la Regulación Regional en cuanto a la configuración, selectividad y tiempos de actuación de las protecciones de respaldo, esta Comisión considera necesario que se evalúe la posibilidad de reforzar ciertos aspectos operativos de dichas protecciones, así como la ejecución pendiente de mediciones en campo para garantizar una coordinación de protecciones efectiva y precisa.

En conclusión, el análisis técnico-regulatorio realizado en esta sección confirma que, si bien las condiciones iniciales en los ajustes de las protecciones de respaldo contribuyeron a la prolongación del evento del 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas, los agentes involucrados han implementado medidas correctivas alineadas con los instrumentos regulatorios vigentes. No obstante, existen acciones complementarias que deben evaluarse para fortalecer la robustez de los esquemas de protección regionales y prevenir recurrencias similares en el futuro. Esta Comisión dará seguimiento a su cumplimiento conforme a las funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el marco regulatorio del MER.

VII

En el ejercicio de sus funciones de supervisión y vigilancia del funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) y conforme a lo establecido en el numeral 2.4.1 del Libro IV del RMER, esta Comisión llevó a cabo una investigación de oficio como respuesta al evento registrado el 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas, el cual inició en la subestación 15 de Septiembre, ubicada en el área de control de El Salvador. La investigación fue instruida formalmente por el Secretario Ejecutivo de la CRIE mediante el Memorándum SE-96-2025, dando cumplimiento al requerimiento planteado por los Comisionados en la reunión presencial número 195 de la Junta de Comisionados, luego de conocer el informe final del evento elaborado por el Ente Operador Regional (EOR).

Con base en la delimitación establecida en la situación objeto de la investigación y en la hipótesis formulada, esta Comisión centró su análisis en dos aspectos fundamentales: por un lado, la posible omisión en la coordinación previa del mantenimiento correctivo ejecutado a la cuchilla 18DSW7-11B, y por otro, la actuación incorrecta o tardía de protecciones de respaldo instaladas en las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, evaluando el papel que desempeñaron en la prolongación del evento. Para ello, se examinó la documentación técnica remitida por el EOR, la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT), la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a la luz de la Regulación Regional aplicable.

Los resultados del análisis permitieron confirmar que el mantenimiento ejecutado en la subestación 15 de Septiembre involucró instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR), específicamente al nodo 15SE-115 (identificado como 27181), clasificado como nodo de control de dicha red regional. Adicionalmente, debido a que las maniobras realizadas modificaron la configuración normal de la subestación, operada bajo esquema de interruptor y medio, correspondía que estos trabajos fueran previamente coordinados y autorizados por el EOR y la UT. Se constató que el OS/OM del área de control de El Salvador no presentó la respectiva solicitud de mantenimiento (SOLMANT) ante el EOR,

imposibilitando garantizar coordinadamente que las maniobras asociadas al mantenimiento cumplieran con requisitos de orden técnico y de seguridad para el personal y las instalaciones.

Respecto a la actuación de las protecciones de respaldo, se identificaron dos probables deficiencias importantes. La primera se relaciona con las protecciones de sobrecorriente ubicadas en el lado de 115 kV de los autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre, las cuales tenían originalmente un retardo intencional configurado de 900 milisegundos. La no actuación de dichas protecciones impidió liberar oportunamente la falla monofásica a tierra que se presentó durante el mantenimiento, permitiendo que la misma se prolongara y se propagara hacia otros elementos del SER. Como parte de las acciones correctivas adoptadas posteriormente, se redujo dicho retardo a 300 milisegundos, según lo acordado en la reunión presencial del 29 de abril de 2025, y se implementó dicho ajuste en campo conforme a las instrucciones del EOR. Sin embargo, ETESAL argumentó que, durante el evento, la operación de estas protecciones fue aún más lenta de lo previsto, debido a la magnitud de la corriente de falla. Esta situación se atribuyó a la contribución simultánea de múltiples fuentes de cortocircuito, lo cual habría prolongado la actuación del relé. Esta Comisión considera técnicamente plausible dicha explicación, por lo que resulta oportuno que la ETESAL, en coordinación con la UT y el EOR, evalúe el comportamiento de estas protecciones frente a distintas magnitudes de corriente de falla y que se realicen ajustes adicionales si se confirma la persistencia de efectos no deseados.

La segunda posible deficiencia se relaciona con la actuación de la protección de distancia en zona 4 instalada en la subestación Nueva Nacaome, encargada de abrir la línea de 230 kV que conecta con la subestación 15 de Septiembre. Esta protección fue originalmente ajustada con un retardo de 2 segundos, pero actuó aproximadamente hasta los 2.5 segundos después del inicio del evento, lo que representó un retardo adicional no previsto. Según lo reportado por la ENEE, este comportamiento se debió al reinicio del temporizador interno del respectivo relé provocado por el cambio de la naturaleza de la falla, de monofásica a tierra a trifásica. Como medida inmediata, se redujo el retardo a 700 milisegundos, lo cual fue implementado en campo; sin embargo, esta Comisión considera importante solicitar a la ENEE, en coordinación con el CND-ENEE y el EOR, evaluar la factibilidad técnica de modificar la lógica de disparo para garantizar una actuación más consistente y coherente ante eventos futuros.

Asimismo, se identificó que desde el año 2015 está pendiente la medición de los parámetros reales de la línea 230 kV entre las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, información indispensable para configurar con precisión los esquemas de protección de distancia. Considerándose necesario que esta Comisión inste a que dicha medición sea ejecutada a la mayor brevedad posible por las entidades involucradas, conforme a los compromisos adquiridos en reuniones técnicas previas. Adicionalmente, se constataron disparos incorrectos de las plantas Albireo, Talnique Solar y Berlín durante el evento ocurrido el 1 de marzo de 2025, los cuales fueron atribuidos a deficiencias en los esquemas de protección de dichas plantas. La UT ha informado que se realizarán las revisiones y ajustes correspondientes, por lo que esta Comisión resalta la importancia de dar seguimiento por parte del OS/OM del área de control de El Salvador, a la implementación de dichas acciones.

En conjunto, los ajustes realizados a las protecciones de respaldo en las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, evidencian una respuesta técnica adecuada por parte de los agentes transmisores involucrados (ETESAL y ENEE), en coordinación con sus OS/OMS (UT y CND-ENEE) y con el EOR. Se ha constatado que estos actores han actuado conforme a los mandatos establecidos en la Regulación Regional, y que el EOR ha ejercido sus atribuciones en materia de supervisión, coordinación y requerimiento de ajustes de protecciones. No obstante, esta Comisión considera que aún subsisten aspectos técnicos que podrían reforzarse, particularmente en lo relacionado con la programación lógica de los relés y la ejecución de mediciones en campo.

Como resultado de la investigación, se concluye que se ha dado respuesta integral tanto a la situación objeto de análisis como a la hipótesis inicialmente planteada. Se ha confirmado que las omisiones en la coordinación previa del mantenimiento en la cuchilla 18DSW7-11B en la subestación 15 de Septiembre y debilidades en los esquemas de protección, contribuyeron al inicio, a la prolongación y a la propagación del evento del 1 de marzo de 2025 a las 09:22:05 horas. Si bien se han adoptado medidas correctivas en línea con la Regulación Regional aplicable, esta Comisión considera indispensable continuar con el seguimiento a las acciones pendientes, con el fin de garantizar la robustez de los sistemas de protección regionales y prevenir recurrencias.

VIII

Que, de conformidad con la Regulación Regional, corresponde al EOR y a los OS/OMS, en su rol de realizar la operación coordinada del MER, identificar e implementar las soluciones operativas, que permitan que el SER opere dentro de los CCSD establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. En virtud de lo anterior y ante la falla suscitada en la subestación 15 de Septiembre, ubicada en el área de control de El Salvador, la cual dio origen a un evento en el Sistema Eléctrico Regional (SER) tras el cual se registró el colapso total de tensión en el área de control de Honduras, se identifica necesaria la intervención de la CRIE, con el fin de procurar la robustez de los sistemas de protección regionales y prevenir eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

IX

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. // (...) e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)*”.

X

Que en reunión a distancia número 233, llevada a cabo el día 31 de octubre de 2025, la Junta de Comisionados de la CRIE, entre otras cosas, resolvió instruir al **Ente Operador Regional**,

para que, de forma coordinada, con los respectivos OS/OMS y agentes del MER, identifique, analice, evalúe e implemente acciones técnicas con el fin de procurar la robustez de los sistemas de protección regionales y prevenir eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con base en los resultandos y considerandos que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Reglamento Interno de la CRIE;

RESUELVE

PRIMERO. INSTRUIR a la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) para que, en coordinación con la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT) y el Ente Operador Regional (EOR), realice un análisis específico del comportamiento de las protecciones de sobrecorriente de los autotransformadores de 115 kV de la subestación 15 de Septiembre, considerando distintas magnitudes de corriente de falla. En caso de confirmarse la persistencia de dilaciones no deseadas en su operación, deberán implementarse los ajustes adicionales que resulten necesarios. A fin de que esta Comisión pueda dar el debido seguimiento a las actividades asociadas, la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) deberá coordinar con las entidades involucradas y elaborar un cronograma de trabajo que incluya la planificación de las actividades que permita cumplir la instrucción contenida en este resuelve, dicho cronograma deberá ser remitido a esta Comisión a más tardar dentro de los veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución.

SEGUNDO. INSTRUIR a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para que, en coordinación con el Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE) y el Ente Operador Regional (EOR), evalúe la viabilidad de implementar un “trigger” de disparo unificado en la lógica de actuación del relé correspondiente a la protección de distancia en zona 4 de la subestación Nueva Nacaome, la cual tiene por función despejar fallas en la línea de interconexión a 230 kV entre las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, con el objetivo de evitar el reinicio del temporizador ante cambios en la tipología de la falla. A fin de que esta Comisión pueda dar el debido seguimiento a las actividades asociadas, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) deberá coordinar con las entidades involucradas y elaborar un cronograma de trabajo que incluya la planificación de las actividades que permita cumplir la instrucción contenida en este resuelve, dicho cronograma deberá ser remitido a esta Comisión a más tardar dentro de los veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución.

TERCERO. INSTRUIR a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), al Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE) y a la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT) para que, conforme a lo acordado en la reunión celebrada el 28 de mayo de 2015 y reiterado en la reunión del 29 de abril de 2025, realicen la medición de los parámetros eléctricos reales de la línea de interconexión de 230 kV entre las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, y que dicha información sea utilizada para efectuar los ajustes necesarios a los esquemas de protección de distancia asociados, garantizando así su adecuada coordinación y selectividad. A fin de que esta Comisión pueda dar el debido seguimiento a las actividades asociadas, el Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE) y la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT), deberá coordinar con las entidades involucradas y elaborar un cronograma de trabajo que incluya la planificación de las actividades que permita cumplir la instrucción contenida en este resuelve, dicho cronograma deberá ser remitido a esta Comisión a más tardar dentro de los veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución.

CUARTO. INSTRUIR al Ente Operador Regional (EOR) para que, en coordinación con los OS/OMS de la región, realice las reuniones técnicas necesarias para explicar con mayor precisión y reiterar los elementos de la Red de Transmisión Regional (RTR) que deben ser declarados en el respectivo formato Solicitud de Mantenimiento (SOLMANT), así como aquellas instalaciones que, aun sin ser directamente parte de la RTR, deben ser incluidas en dicho formato al considerarse como asociadas a ésta por su influencia operativa. Estas reuniones deberán enfocarse en brindar una explicación clara de los activos que deben ser declarados ante el EOR en el formato *“Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR - SOLMANT”*. A fin de que esta Comisión pueda dar el debido seguimiento a las actividades relacionadas, el Ente Operador Regional (EOR) deberá elaborar un cronograma de trabajo que incluya la planificación de las actividades que permita cumplir la instrucción contenida en este resuelve, dicho cronograma deberá ser remitido a esta Comisión a más tardar dentro de los veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución.

QUINTA. INSTRUIR a la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) y a la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT) para que, en el ámbito de sus respectivas competencias, revisen y fortalezcan los protocolos internos de maniobras en instalaciones de transmisión. En particular, se debiera procurar que toda maniobra en instalaciones que afecten directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR) sea informada al Ente Operador Regional (EOR) previo a su ejecución, así como confirmada una vez realizada, y que en cada caso se satisfagan plenamente los requisitos de orden técnico y de seguridad para el personal y las instalaciones. A fin de que esta Comisión pueda dar seguimiento a la implementación de lo instruido, la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT) deberá coordinar con la Empresa Transmisora de El Salvador, S. A. de C.V. (ETESAL) y elaborar un cronograma de trabajo que incluya la planificación de las actividades que permita cumplir la instrucción contenida en este resuelve, dicho cronograma deberá ser remitido a esta Comisión a más tardar dentro de los veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución.

SEXTA. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigor de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.2 del Libro IV del RMER.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en cincuenta y ocho (58) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día viernes catorce (14) de noviembre de dos mil veinticinco (2025).

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo