San Isidro, 02 de junio de 2025

COES/D-626-2025

Señor
Branislav Zdravkovic
Gerente General
SINDICATO ENERGÉTICO S.A
Presente. -

Asunto: **Recurso de Reconsideración interpuesto por SINDICATO ENERGÉTICO S.A. el 16.04.2025, contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-197-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad respecto a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, por el Evento EV-018-2025.**

De mi consideración:

Me dirijo a usted en atención al recurso de reconsideración interpuesto por su representada, contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, (DCOES) contenida en la comunicación COES/D/DO-197-2025.

Al respecto, como resultado del análisis del referido recurso, la DCOES ha concluido en lo siguiente:

> ***PRIMERO:*** *Declarar* ***INFUNDADO*** *el Recurso de Reconsideración presentado por la empresa SINDICATO ENERGÉTICO S.A.., con fecha 16.04.2025, en contra de la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la carta COES/D/DO-197-2025, respecto de las transgresiones a la NTCSE del día 20.02.2025 por el evento "EV-018-2025".*

Se adjunta documento con el sustento correspondiente.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por:
LEONARDO LUIS JUAN
DEJO PRADO
Cargo: DIRECTOR
EJECUTIVO
Fecha: 02/06/2025 10:29:01

Adj.: Lo indicado.
C.c. DO, SEV, DJR.
Exp.: 202500002798.

DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

RESPECTO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

DE SINDICATO ENERGÉTICO S.A.

Sumilla: Recurso de Reconsideración interpuesto por SINDICATO ENERGÉTICO S.A**.** el 16.04.2025, contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-197-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad respecto a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, por el Evento EV-018-2025.

Lima, 02 de junio de 2025

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

I.- ANTECEDENTES

1.1 Con fecha 03.04.2025, se notificó a la empresa SINDICATO ENERGÉTICO S.A. (en adelante, "SINERSA" o la "Impugnante" indistintamente) la comunicación COES/D/DO-197-2025, que contiene la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES (en adelante, "la Decisión Impugnada") sobre el Evento EV-018-2025 (en adelante, "Evento") ocurrido el 20 de febrero de 2025 a las 10:08 h, mediante el cual se asignó responsabilidad por trasgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos[1] (en adelante, "NTCSE").

1.2 Con fecha 16.04.2025, SINERSA presentó un recurso de reconsideración contra la Decisión Impugnada (en adelante, "Recurso de Reconsideración"), con la finalidad de que se revoque la asignación de responsabilidad a dicha empresa y se le exonere de cualquier responsabilidad en el evento EV-018-2025.

SINERSA, presentó como nueva prueba instrumental, lo siguiente:

- Informe Técnico e Informe de Energía Dejada de Inyectar por causas ajenas a las centrales de Generación RER- Febrero 2025.

II.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

2.1 Petitorios de las Impugnantes

Petitorio de SINERSA

El Recurso de Reconsideración tiene como pretensión que se revoque la asignación de responsabilidad a SINERSA por el evento EV-018-2025, ocurrido el 20.02.2025.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

[1] Aprobado mediante Decreto Supremo N ° 020-97-EM.

2.2 Argumentos de la Impugnante

La impugnante sustenta su pretensión bajo los siguientes argumentos:

Argumentos de SINERSA

2.2.1 La empresa SINERSA señala que, la responsabilidad técnica asignada por el COES no respeta el principio de la "causa adecuada". Invocando el artículo 1972 del Código Civil, argumenta que la verdadera causa del evento fue la actuación de un tercero (PLUZ ENERGÍA), por lo cual, al no haber sido autor directo del daño, no le correspondería responsabilidad alguna.

2.2.2 La empresa SINERSA señala que la desconexión de las unidades generadoras era inminente debido a la inestabilidad del sistema luego de la salida de la línea L-2117 de titularidad de CONELSUR, la cual originó una caída de tensión y oscilaciones en el sistema, así como arranques por sobrecorriente en los generadores. Afirma que la actuación de la protección respondió correctamente para preservar la integridad de los generadores rechazando carga por una oscilación inestable al existir subtensión y variación de frecuencia permanente en el sistema.

Asimismo, señala que el relé D30 ante una oscilación externa inestable, envió una señal binaria al relé maestro de disparo, el cual a su vez activó al PLC que ordenó la apertura de las unidades generadoras, es decir, se produjo un rechazo de carga. Asimismo, advierte que la orden de disparo del relé D30 no implicó la apertura de la línea L-6947, como habría sostenido el COES en su informe técnico.

2.2.3 Manifiesta que la apertura del interruptor hacia la línea L-6947 respondió a un disparo externo desde el relé T35, coincidente con una falla en la línea L-669 (Chancay – Zapallal) de 60 kV de PLUZ ENERGÍA, debido a caída de conductor de la fase "R".

2.2.4 Indica que el control de tensión y maniobras de rechazo de carga eran responsabilidad de PLUZ ENERGÍA, conforme a la coordinación y criterios del SEIN. En ese sentido, SINERSA afirma que no podía arriesgar sus equipos a operar fuera de la curva de sobreexcitación, lo cual representaba un riesgo técnico inaceptable.

2.2.5 Por otro lado, refiere que lo planteado guarda coherencia con lo expuesto en el Informe Técnico COES/D/DO/SME-INF-064-2025, donde se consigna energía dejada de inyectar por causas ajenas a SINERSA, lo que respalda que la desconexión de sus centrales obedeció a eventos externos.

2.2.6 Como fundamento adicional, SINERSA argumenta que no corresponde la aplicación de compensaciones, conforme a la Primera Disposición Final de la NTCSE, ya que no realiza ventas por servicios de transmisión. Cita

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

textualmente: “las compensaciones derivadas de deficiencias en las redes de transmisión no podrán exceder de diez por ciento (10%) de las ventas semestrales por servicios de transmisión de la respectiva empresa transmisora”.

2.2.7 Finalmente, sustenta que no figura como empresa transmisora para fines de la disposición citada, apoyándose en el Oficio N.º 695-2021-GRT4 y en la información publicada por OSINERGMIN, relativa a los ingresos por transmisión reconocidos para el año 2025 según la Resolución N.º 049-2025-OS/CD.

III.- ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

3.1 Cuestiones Previas

Nueva Prueba y Requisitos de Admisibilidad

Antes de entrar a analizar los argumentos que fundamentan el Recurso de Reconsideración de SINERSA, debemos precisar que, de acuerdo con lo previsto en el numeral 11.3 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES, los recursos tienen que estar acompañados de nueva prueba instrumental; habiéndose considerado como tal, lo descrito en el numeral 1.2 de esta Decisión

Asimismo, los recursos deben cumplir con los siguientes requisitos de admisibilidad:

a) Identificar la decisión de la Dirección Ejecutiva que es materia de Impugnación
b) Identificar el agravio causado por la decisión que es materia de impugnación
c) Indicar los fundamentos de su impugnación

Finalmente, el Estatuto establece que la Dirección Ejecutiva se limitará a verificar el cumplimiento formal de los requisitos antes señalados, sin calificarlos.

En esa línea, se verificó el cumplimiento formal de cada uno de los requisitos de admisibilidad:

i. Identificación de la decisión de la Dirección Ejecutiva materia de impugnación

Tal como se ha señalado en el numeral 1.1 de la presente decisión, SINERSA cuestiona la Decisión Impugnada que le asigna responsabilidad por el Evento EV-018-2025 de fecha 20 de febrero de 2025. En tal sentido, solicitan se les exonere de cualquier responsabilidad.

ii. Identificación del agravio causado por la decisión materia de impugnación

SINERSA cuestiona que, en la Decisión Impugnada, se le haya asignado un monto estimado de US$ 3871,00 en concepto de resarcimiento económico a terceros, lo cual, según señala, no le corresponde asumir dicho monto.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

iii. Fundamentos de la impugnación

Los argumentos presentados por la impugnante han sido recogidos en los numerales 2.2.1 a 2.2.7 de la presente Decisión.

Procedencia de los Recursos

Plazo para su interposición

El Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES establece en su numeral 11.3 que los recursos de reconsideración deben ser presentados dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha en que la decisión materia de impugnación fue comunicada al Integrante Registrado.

En observancia de esta disposición, SINERSA interpuso su Recurso de Reconsideración dentro del plazo legal, dado que la notificación de la decisión se consideró efectuada el 03.04.2025, y la impugnación fue presentada el 16.04.2025, antes del vencimiento del plazo, que ocurrió el 24.04.2025.

Competencia de la Dirección Ejecutiva del COES para pronunciarse

De conformidad con la función asignada al COES en el literal k) del artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832 (en adelante, "Ley N° 28832") y lo establecido en el Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES respecto al ejercicio del derecho de impugnación contra las decisiones emitidas por la Dirección Ejecutiva; dicho órgano es competente para pronunciarse sobre el Recurso de Reconsideración interpuesto contra la Decisión Impugnada.

3.2 Análisis del Recurso de Reconsideración

Respecto a los argumentos que fundamentan el Recurso de Reconsideración de SINERSA, debemos señalar lo siguiente:

3.2.1 Conforme a lo establecido en el literal i) del Artículo 14° de la Ley N°28832, en concordancia con lo previsto en el numeral 3.5 de la NTCSE, en casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro, el COES tiene la obligación de asignar las responsabilidades que correspondan.

3.2.2 De igual manera, de conformidad con el literal l) del numeral 27.2 del artículo 27° del Decreto Supremo N°027-2008-EM, Reglamento del COES (en adelante, "Reglamento COES"), es función de la Dirección Ejecutiva del COES determinar y asignar responsabilidades específicas entre los Agentes, así como calcular las compensaciones que correspondan por las transgresiones a la NTCSE conforme al Procedimiento correspondiente.

En el ejercicio de dicha función, el COES debe investigar, analizar y atribuir a quien corresponda la responsabilidad por el evento que ocasionó la trasgresión a la NTCSE. Para dichos efectos, el COES se sirve de la información

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

remitida por los Agentes Involucrados y el Comité Técnico de Análisis de Fallas (CT-AF), así como los elementos de juicio e información que tenga a su disposición.

3.2.3 Respecto al argumento de SINERSA en el cual cuestiona que el COES no aplicó correctamente el principio de la "causa adecuada", indicando que se le ha atribuido responsabilidad por un tercero y no por la causa que originó la falla, se debe señalar lo siguiente:

SINERSA argumenta que la desconexión de sus unidades de generación no puede ser atribuida a su responsabilidad directa, ya que habría sido consecuencia de condiciones externas. En ese sentido, sostiene que su actuación fue un efecto, mas no causa, del evento, invocando el principio jurídico de la "causa adecuada".

Al respecto, se debe precisar que el COES en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE[2], asigna responsabilidades a través de un análisis estrictamente técnico, verificando si la acción de un agente o de sus equipos ha sido técnicamente determinante para que se originen transgresiones a la NTCSE.

Por tanto, aunque se reconocen condiciones externas previas, lo técnicamente relevante en la presente impugnación es que la inacción de PLUZ ENERGÍA para regular la tensión en el sistema Huaral – Lomera y la actuación no prevista del sistema de protección implementado por SINERSA, fueron suficientes para llevar al sistema de 60 kV a una condición de colapso. Desde el punto de vista técnico, estas acciones representan los hechos determinantes y, por lo tanto, constituyen el fundamento objetivo para la asignación de responsabilidad.

3.2.4 Respecto a los argumentos de SINERSA, en las cuales señalan que la desconexión de sus unidades era inminente luego de la desconexión de la línea L-2117, ya que originó oscilaciones en el sistema y caídas de tensión, y que en respuesta ante estas condiciones el relé UR-D30 de la línea L-6947 en la C.H Chancay operó correctamente al existir una oscilación inestable, subtensiones y variaciones de frecuencia permanentes en el sistema, debemos indicar que esta afirmación no es correcta, como se pasará a desarrollar a continuación.

Respecto de la desconexión inminente de las centrales Chancay y Rucuy argumentadas por SINERSA:

Respecto a la supuesta desconexión inminente de las unidades de generación ante una condición de inestabilidad alegada por la impugnante; debemos

[2] 3.5 En caso de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro (en adelante Evento), el COES está obligado a asignar responsabilidades y a calcular las compensaciones correspondientes (…)

(…)

a) Para ello investiga el Evento e identifica, ***a través de un análisis estrictamente técnico***, a los Agentes en cuyas instalaciones se origina el Evento, para lo cual (…) (resaltado nuestro)

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

señalar que, de la información disponible se observa que la variable crítica en la zona era la tensión, por lo tanto, con el fin de verificar lo señalado por SINERSA, se desarrolló un análisis de curvas PV sobre el sistema Lomera – Chancay – Huaral de 60 kV. Este análisis incluyó las subestaciones Lomera, Huaral, Chancay y C.H. Chancay y Rucuy (ver Figura 1). De los resultados obtenidos se concluye que el colapso por tensión solo ocurriría cuando la demanda en la zona alcanza un valor 50,74 MW; sin embargo, en el momento que ocurrió el evento, la demanda era de alrededor de 36 MW, por lo cual, se concluye que el sistema no se encontraba en riesgo de colapso inminente por tensión.

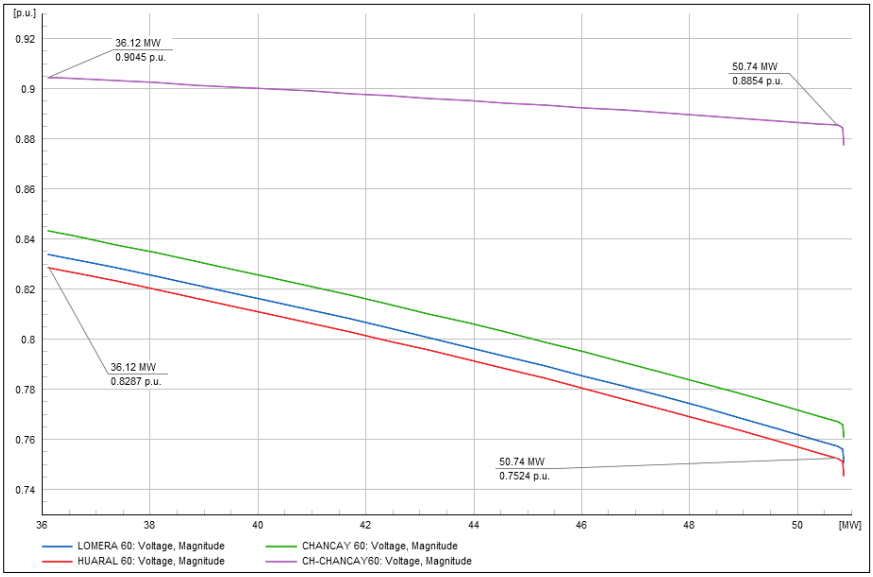

Figura 1. Curva PV, para el sistema Lomera – Chancay – Huaral de 60 kV

Adicionalmente, de acuerdo con los registros de tensión en las barras de 13,8 kV de las unidades de generación de las CC.HH. Chancay y Rucuy, se observa que, luego de la desconexión de la línea L-2117 en la S.E Lomera, las tensiones se mantuvieron dentro de los rangos permisibles establecidos en sus respectivas fichas técnicas (ver Figura 2 y Figura 3).

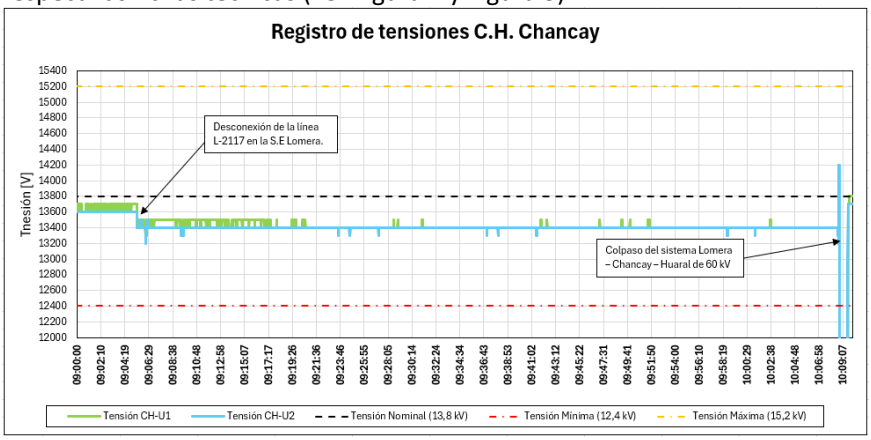

Figura 2. Registro de tensión en la barra 13,8 kV de la C.H Chancay (Fuente: SINERSA)

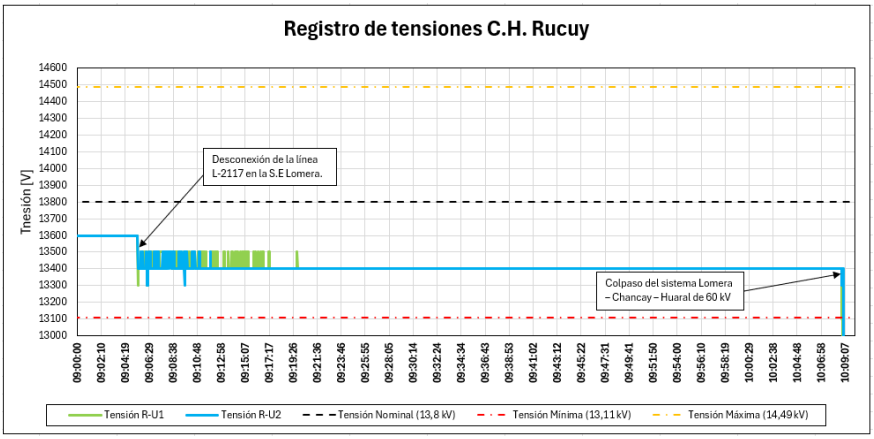

Figura 3. Registro de tensión en la barra 13,8 kV de la C.H Rucuy (Fuente: SINERSA)

Por lo tanto, con base en esta información, **se evidencia que las tensiones en las barras de 13,8 kV de las centrales se encontraban dentro del rango de operación de las unidades de generación**. Por lo tanto, estos registros complementan el análisis de las curvas PV y confirman que no existía una condición técnica que justifique la desconexión inminente de las unidades de generación por bajas tensiones.

3.2.5 Respecto de la activación de las alarmas de sobrecorriente en los generadores luego de la desconexión de la línea L-2217 indicada por SINERSA, debemos manifestar que esto ocurrió en forma transitoria, durante la desconexión de la línea L-2217, luego de ello, esta alarma volvió a desactivarse. Adicionalmente, de acuerdo con la secuencia de eventos del sistema SCADA de la C.H. Chancay (ver Figura 4), no se observa la señalización de ninguna alarma de sobrecorriente en los grupos de generación, lo que sí se observa es la señalización del sistema de "excitación-limitador" de los grupos de generación, la cual se presentó desde el momento en que se produjo la desconexión de la línea L-2117[3] y permaneció hasta después de activarse la protección externa de rechazo de carga (la cual será evaluada en los siguientes apartados).

Hora (hh:mm: ss.)	Origen	Descripción
09:05:26 857	CH U2	BI005_06[-F2] protección de respaldo generador F2-alarma - Inicio
09:05:28 29	CH U1	BI005_06[-F2] protección de respaldo generador F2-alarma - Inicio
09:06:04 922	CH U2	BI004_02[-D451] excitación-limitador - Inicio
09:06:06 650	CH U1	BI004_02[-D451] excitación-limitador - Inicio
10:08:45 592	CH U2	BI005_26[-KA232A] protección externa-rechazo de carga - Inicio
10:08:45 593	CH U1	BI005_26[-KA232A] protección externa-rechazo de carga - Inicio
10:08:45 651	CH U2	BI006_02[+1K2-QAB] Interruptor de generador-abierto - Inicio
10:08:45 654	CH U1	BI006_02[+1K3-QAB] Interruptor de generador-abierto - Inicio
10:08:45 800	CH U2	BI004_02[-D451] excitación-limitador - Finalizado
10:08:45 800	CH U2	X5[] operación en vacío - Inicio

Figura 4. Registro SCADA de la C.H Chancay

Por lo tanto, es importante aclarar que la aparición de señales relacionadas con funciones limitadoras no constituye, por sí sola, evidencia de una

[3] La línea L-2117 desconectó a las 09:05:21 h

inminente desconexión del generador, habida cuenta que no se evidencia la activación de alguna función de protección que implique la desconexión del generador.

3.2.6 De acuerdo con el análisis realizado, se concluye que no es correcta la afirmación de SINERSA de que la desconexión de las centrales de Rucuy y Chancay era inminente ya que, de los registros de los relés de protección remitidos por SINERSA, como se ha evidenciado, no se produjeron arranques o activaciones de los sistemas de protección de los generadores que impliquen un riesgo de desconexión inminente.

3.2.7 Por otro lado, SINERSA manifiesta que el disparo de los grupos de generación fue originado por el relé UR-D30 el cual actuó debido a una oscilación externa inestable. Al respecto, se debe indicar que según el Estudio de Operatividad para la conexión de la C.H. Rucuy al SEIN, ante fallas por cortocircuito en las redes de 60 kV de la zona, existía el riesgo de desconexión de las centrales Chancay y Rucuy por oscilaciones de potencia, en la condición de máxima generación de dichas centrales (un total de 40 MW); para evitar la desconexión de estas centrales por oscilación de potencia, se implementó un esquema de desconexión de generación de un grupo de generación en cada central.

En la Figura 6 se muestra este esquema el cual fue implementado en el relé UR-D30; sin embargo, como se indicó, este esquema está diseñado para activarse ante fallas por cortocircuito en la red de 60 kV, lo cual no ocurrió en el evento del 20.02.2025.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

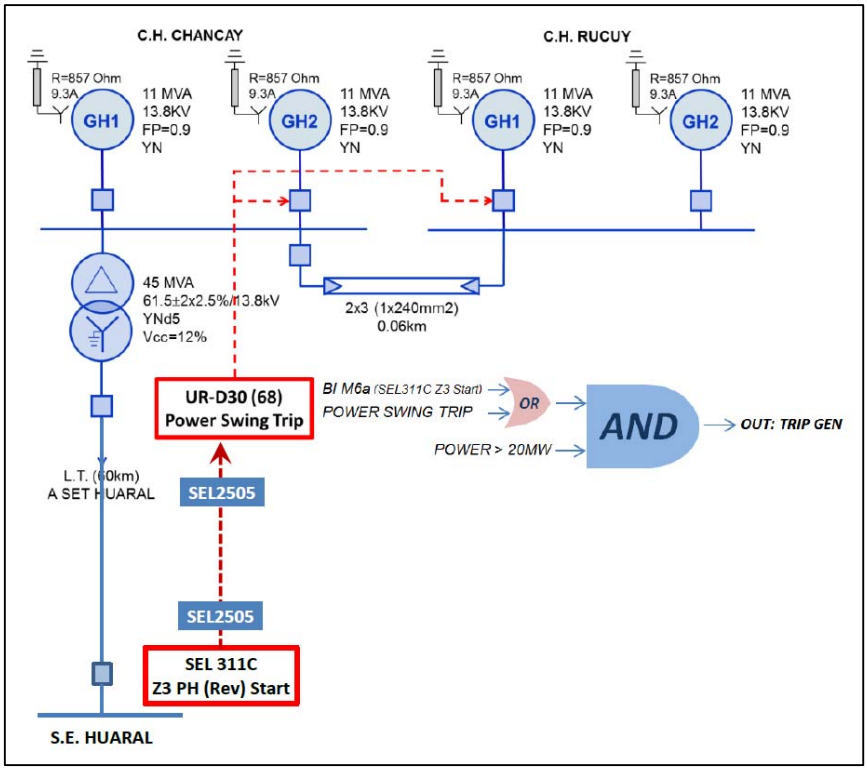

Figura 5. Esquema de disparo definido según el Estudio de Coordinación de Protecciones (Fuente: EO)

Ahora bien, de acuerdo con el archivo de configuración del relé UR-D30, esté esquema se encuentra implementado bajo la siguiente lógica (ver Figura 6).

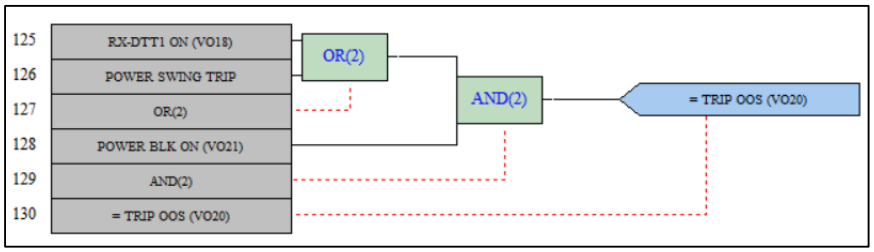

Figura 6. Esquema de disparo implementando en el relé UR-D30 (Fuente: SINERSA)

Del archivo de configuración del relé UR-D30, se verificó que el esquema implementado incluye las señales “POWER SWING TRIP” (oscilación de potencia) y “RX-DDT1 ON” (zona reversa), cuya activación debía emitir la señal de disparo “TRIP OSS”. Sin embargo, el registro oscilográfico evidencia que ninguna de estas señales se activó durante el evento del 20.02.2025 (ver Figura 7).

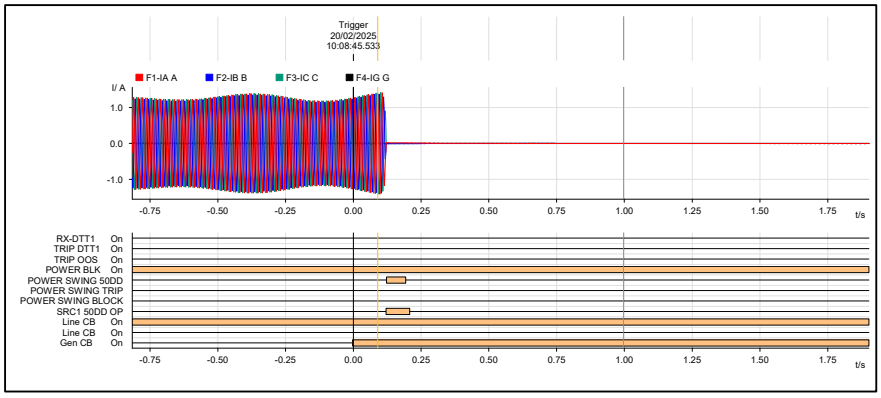

Figura 7. Registro oscilográfico del relé UR-D30 de la línea L-6947 de la C.H Chancay (Fuente: SINERSA)

Por lo tanto, se concluye que lo indicado por SINERSA respecto de que la desconexión de las unidades de generación se produjo por activación del esquema de desconexión de generación por oscilación de potencia implementado en el relé UR-D30, es incorrecto.

Activación de la protección de mínima tensión:

3.2.8 En el numeral 6.13 del Informe Técnico del COES se concluyó que la desconexión de las CC.HH. Chancay y Rucuy se debió a la activación de la función de mínima tensión (27) del relé UR-D30 de la línea L-6947, cuyos ajustes (V = 0,9 p.u y t = 0,5 s)[4] no fueron aprobados por el COES en el Estudio de Operatividad[5] para la conexión al SEIN de la C.H. Rucuy. Al respecto, la actuación de esta función de mínima tensión fue efectivamente verificado en el registro de eventos (ver Figura 8), donde de acuerdo con la configuración del relé UR-D30, la activación de la señal "VOLTAGE ON" activa el disparo "GEN CB" (ver Figura 9), que a su vez activa los contactos de salida H4 y H5 del relé (ver Figura 10) conforme al plano de protecciones proporcionado por SINERSA (ver Figura 11).

Event Number	Date/Time	
64916	Feb 20 2025 10:08:45.530542	GENERAL TRIP On (CO9)
64915	Feb 20 2025 10:08:45.530542	MTR UG2 On (CO5)
64914	Feb 20 2025 10:08:45.530542	MTR UG1 On (CO4)
64913	Feb 20 2025 10:08:45.530542	General Trip On (VO23)
64912	Feb 20 2025 10:08:45.530542	Gen CB On (VO5)
64911	Feb 20 2025 10:08:45.530542	Voltage On (VO3)
64910	Feb 20 2025 10:08:45.530542	PHASE UV1 OP A
64909	Feb 20 2025 10:08:45.042729	PHASE UV1 PKP C
64908	Feb 20 2025 10:08:45.030237	PHASE UV1 PKP A
64907	Dec 15 2024 07:17:21.745562	PHASE UV1 DPO B

[4] Previo al dispar se registró una tensión de 53,24 kV (0,88 p.u).

[5] De acuerdo con el numeral 10.1 del Procedimiento Técnico COES PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN", la finalidad del procedimiento de conformidad del EO es la de definir los ajustes de los sistemas de protección y control, con el objeto de asegurar que la conexión no impacte negativamente en la calidad, seguridad y confiabilidad de las operaciones del SEIN.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Figura 8. Registro de Eventos del relé UR-D30 de la línea L-6947 en la C.H. Chancay (Fuente: SINERSA).

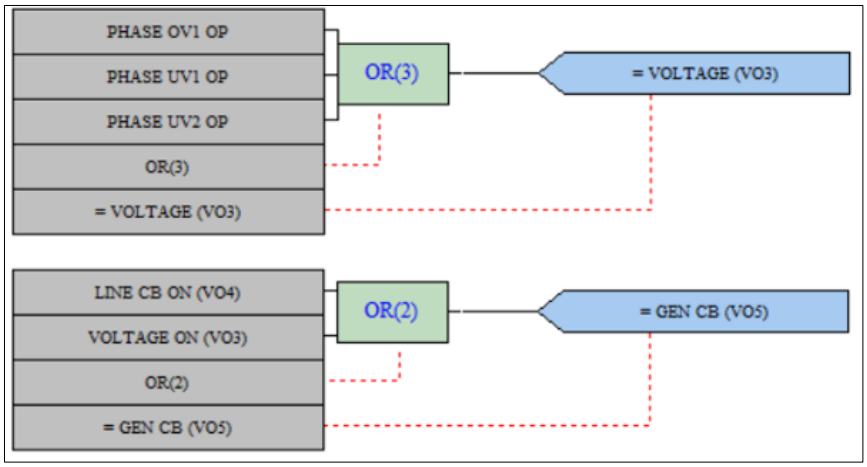

Figura 9. Configuración del relé UR-D30 de la línea L-6947 en la C.H. Chancay (Fuente: SINERSA).

[H4] Contact Output 4 ID	MTR UG1
[H4] Contact Output 4 Operate	Gen CB On (VO5)
[H4] Contact Output 4 Seal-In	OFF
[H4] Contact Output 4 Events	Enabled
[H5] Contact Output 5 ID	MTR UG2
[H5] Contact Output 5 Operate	Gen CB On (VO5)
[H5] Contact Output 5 Seal-In	OFF
[H5] Contact Output 5 Events	Enabled

Figura 10. Configuración de contactos de salida del relé UR-D30 de la línea L-6947 en la C.H. Chancay (Fuente: SINERSA).

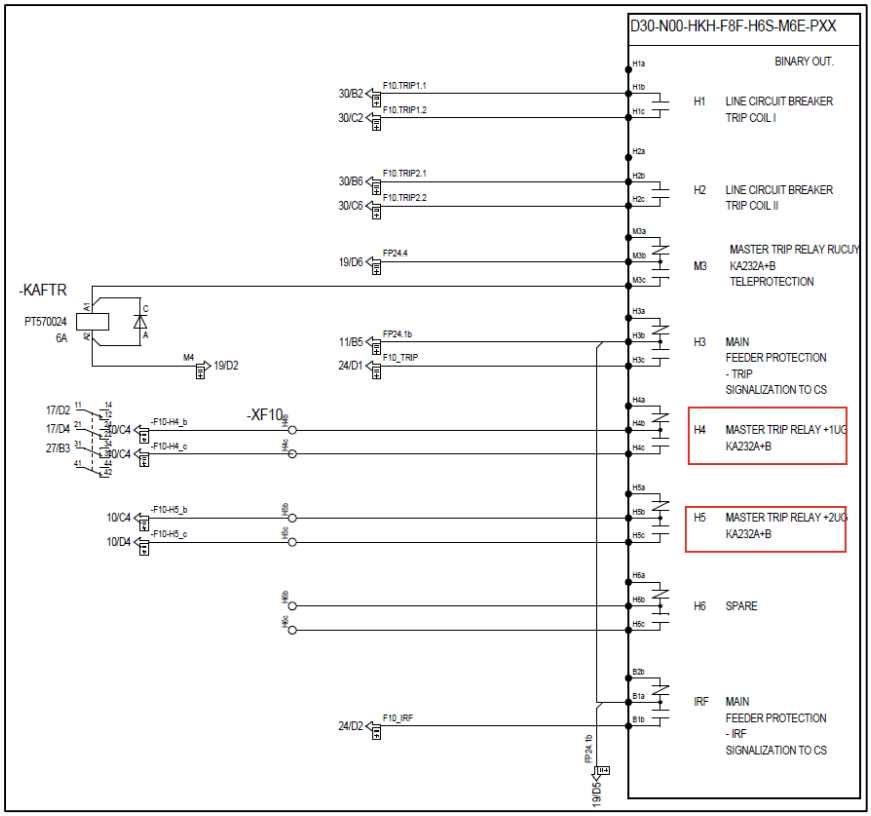

Figura 11. Plano funcional de protección del relé UR-D30 de la línea L-6947 en la C.H. Chancay (Fuente: SINERSA).

Por lo tanto, se concluye que la desconexión de las unidades generadoras de las CC.HH. Chancay y Rucuy se produjo por activación de la función de mínima tensión implementada en el relé UR-D30. Ahora bien, los ajustes de esta protección de mínima tensión no fueron aprobados por el COES en el Estudio de Operatividad para la conexión al SEIN de la C.H. Rucuy; siendo su implementación decisión de SINERSA, por lo tanto, la actuación de esta protección es de su entera responsabilidad.

3.2.9 Respecto al argumento de que la apertura del interruptor de la línea L-6947 se debió a un disparo externo desde el relé T35, coincidente con una falla en la línea L-669 (Chancay – Zapallal) de 60 kV de PLUZ ENERGÍA, debido a caída de conductor de la fase “R”, debemos indicar lo siguiente:

Conforme al análisis detallado en los numerales precedentes y con base en la información proporcionada por SINERSA, se evidencia que la desconexión de las unidades de generación de las C.H. Chancay y Rucuy se produjo por la actuación indebida de la protección de mínima tensión configurada en el relé UR-D30 de la línea L-6947, condición no contemplada en el Estudio de Coordinación de Protecciones.

Como consecuencia directa de esta actuación, tanto la línea L-6947 como el transformador T35 de la C.H. Chancay 60 kV quedaron energizados en vacío, los cuales comparten un único interruptor de 60 kV.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

En cuanto a la secuencia de eventos:

- A las 10:08:45.654 h se produjo la desconexión de las unidades generadoras de las CC.HH. Chancay y Rucuy.

- A las 10:08:47.867 h se registró la apertura de la línea L-669 (Chancay – Zapallal).

- Posteriormente, a las 10:08:51.226 h (ver Figura 12), según lo señalado por SINERSA, se produjo la apertura del interruptor de 60 kV correspondiente a la línea L-6947 y al transformador T35, debido a la activación de una señal externa según lo registrado por el relé de protección del transformador.

Event Number	Date/Time	
47764	Feb 20 2025 10:08:51.255392	Cont Op 4 Off (CO4)
47763	Feb 20 2025 10:08:51.255392	Cont Op 3 Off (CO3)
47762	Feb 20 2025 10:08:51.255392	Line CB TC Off (CO2)
47761	Feb 20 2025 10:08:51.255392	Line CB TC1 Off (CO1)
47760	Feb 20 2025 10:08:51.255392	Vypnutí Off (VO4)
47759	Feb 20 2025 10:08:51.255392	EXT trip T1 Off (VO3)
47758	Feb 20 2025 10:08:51.253321	EtBusBarTrCS Off (VO9)
47757	Feb 20 2025 10:08:51.253321	ET BusBar Tr Off (VO8)
47756	Feb 20 2025 10:08:51.250308	Line CB ON Off (CI1)
47755	Feb 20 2025 10:08:51.226226	RUC UVC On (CO12)
47754	Feb 20 2025 10:08:51.226226	RUC CB TP On (CO11)
47753	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Gen2 CB UVC On (CO10)
47752	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Gen2 CB TP1 On (CO9)
47751	Feb 20 2025 10:08:51.226226	ET sig to PL On (CO8)
47750	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Trip to PLC On (CO7)
47749	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Gen1 CB UVC On (CO6)
47748	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Gen1 CB TP1 On (CO5)
47747	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Cont Op 4 On (CO4)
47746	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Cont Op 3 On (CO3)
47745	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Line CB TC On (CO2)
47744	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Line CB TC1 On (CO1)
47743	Feb 20 2025 10:08:51.226226	EXT Trip CS On (VO7)
47742	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Vypnutí CS On (VO6)
47741	Feb 20 2025 10:08:51.226226	Vypnutí On (VO4)
47740	Feb 20 2025 10:08:51.226226	EXT trip T1 On (VO3)
47739	Feb 20 2025 10:08:51.224142	EtBusBarTrCS On (VO9)
47738	Feb 20 2025 10:08:46.222260	ET BusBar Tr On (VO8)
47737	Feb 20 2025 10:08:46.219145	ET Bus Bar On (CI8)
47736	Feb 20 2025 10:08:45.646660	Osc Trigger Off (VO64)

Figura 12. Registro de eventos del relé de protección del transformador T35 de la C.H Chancay (Fuente: SINERSA).

La secuencia anterior permite concluir que la apertura del interruptor de 60 kV de la línea L-6947 no fue consecuencia directa de la falla en la línea L-669, como sostiene SINERSA. Por el contrario, dicha apertura ocurrió varios segundos después, cuando el sistema eléctrico Lomera – Chancay – Huaral de 60 kV ya había colapsado.

Por lo tanto, contrariamente a lo indicado por SINERSA, la apertura del

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

interruptor de 60 kV que involucra a la línea L-6947 y al transformador T35 no guarda relación con la falla en la línea L-669.

3.2.10 En relación con el argumento de SINERSA, en el cual indica que el control de tensión y las maniobras de rechazo de carga eran responsabilidad de PLUZ ENERGÍA, y que no podía arriesgar sus unidades a operar fuera de la curva de sobreexcitación, debemos indicar que, en el proceso de asignación de responsabilidad, la empresa PLUZ ENERGÍA fue identificada como co-responsable en el evento EV-018-2025, conforme a lo establecido en la Decisión COES/D/DO-197-2025, específicamente en los numerales 2.2.4, 2.2.7 y 2.2.10.

Ahora bien, estos hechos no eximen a SINERSA de responsabilidad, dado que el análisis técnico ha evidenciado que la desconexión de las unidades generadoras de las CC.HH. Chancay y Rucuy, fue consecuencia directa de la actuación indeseada de la protección de mínima tensión implementada en el relé UR-D30 de la línea L-6947 de la C.H Chancay, siendo que los ajustes de esta protección no fueron aprobados por el COES en el Estudio de Operatividad para la conexión al SEIN de la C.H. Rucuy y fue implementada por decisión de SINERSA, siendo su actuación de su entera responsabilidad.

Por otro lado, aunque SINERSA argumenta que su actuación buscaba evitar operar fuera de la curva de sobreexcitación, debe indicarse que el análisis de los registros no ha evidenciado activación alguna de protecciones de sobreexcitación durante el evento.

Por lo tanto, si bien PLUZ ENERGÍA fue identificada con responsabilidad por deficiente regulación de tensión, ello no exonera de responsabilidad a SINERSA.

3.2.11 En relación con el argumento de SINERSA donde señala que lo expuesto en el Informe Técnico COES/D/DO/SME-INF-064-2025 guarda coherencia con su posición, pues dicho informe consigna energía dejada de inyectar (EDI) por causas ajenas a su central, debemos señalar lo siguiente:

El Informe COES/D/DO/SME-INF-064-2025, se rige por lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 38. Al respecto, dicho procedimiento tiene como objetivo:

"*Establecer los criterios y el proceso para determinar la Energía Dejada de Inyectar (EDI) por causas ajenas al Generador con RER, aplicable exclusivamente a los adjudicatarios de las Subastas de suministro de electricidad con RER*."

Al respecto, dicho procedimiento establece que el titular de la central RER es el encargado de solicitar el reconocimiento de EDI cuando la reducción de producción de energía de la central se deba a instalaciones eléctricas ajenas a la central de generación y para el caso de fallas el titular debe sustentar ello mediante un informe técnico. En efecto, el informe COES/D/DO/SME-INF-064-

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

2025 menciona que se declaró EDI para SINERSA sobre la base de la declaración de la misma empresa, según lo siguiente:

"*Debido a Baja Tensión del Sistema Interconectado, actuaron las protecciones de línea L-6947, interrumpiendo la generación de energía de la Central Hidroeléctrica Chancay, por causas que son ajenas a nuestra central*."

Al respecto, la información presentada por SINERSA cumplió con los requisitos del PR-38 y el sustento resultaba verosímil, en el sentido de que la causa de la desconexión de la central fue externa. Sin embargo, el análisis realizado por el COES en aplicación del numeral 3.5 de la NCTSE, sustentado en el numeral 6.13 del Informe Técnico del EV-018-2025 y desarrollado en el numeral 3.2.4 de este documento, ha evidenciado que la desconexión de las unidades de generación de las CC.HH Chancay y Rucuy se debió a una actuación indebida de la protección de mínima tensión en la C.H Chancay implementada en el relé UR-D30 de la línea L-6947.

Por lo tanto, el Informe EDI N° 064-2025 responde a fines distintos y no constituye prueba técnica para eximir a SINERSA de responsabilidad en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.

3.2.12 En cuanto a los argumentos presentados por SINERSA en los numerales 2.2.6 y 2.2.7, donde señala que no correspondería la aplicación de compensaciones por no realizar ventas por servicio de transmisión, y que no figura como empresa transmisora conforme a la información de OSINERGMIN, se debe señalar lo siguiente:

Este argumento ya fue materia de pronunciamiento por parte del Directorio del COES en la Sesión N.º 637, donde se resolvió un recurso de apelación previo interpuesto por SINERSA. En el numeral 17 del documento COES-P-ALD-084-2024, se señaló expresamente lo siguiente:

"*Finalmente, sobre el argumento de SINERSA respecto a que no correspondería calcular ni aplicar compensaciones, en el caso que se le asigne responsabilidad por el evento ocurrido (…) en la medida que la recurrente no realiza ventas por el servicio de transmisión, de acuerdo con la Primera Disposición Final de la NTCSE; cabe indicar que, no corresponde atender dicho pedido, por no ser ésta la oportunidad. Cabe señalar que la asignación de responsabilidad, motivo de la impugnación, como el cálculo de resarcimientos, son dos procesos que, si bien se encuentran relacionados entre sí, se emiten de manera independiente; tal es así, que el cálculo de compensaciones es un proceso que se produce de manera posterior al proceso de asignación, en consecuencia, no podría influir o revisarse de manera previa en la asignación de responsabilidad*."

Por lo tanto, la disposición invocada por SINERSA no limita la aplicación del régimen de compensaciones establecido en el numeral 3.5 de la NTCSE, el cual dispone que:

"*En casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro (en*

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

adelante Evento), el COES está obligado a asignar responsabilidades y a calcular las compensaciones correspondientes."

Asimismo, se reafirma que el COES sí tiene la competencia para asignar responsabilidades y calcular compensaciones conforme a la Ley N° 28832, el numeral 3.5 de la NTCSE, y el Procedimiento Técnico del COES N° 40, independientemente de que el agente calificado tenga o no ingresos reconocidos por servicio de transmisión.

Por lo tanto, el argumento de SINERSA no resulta válido para excluir la aplicación de asignación de responsabilidad y compensaciones conforme al numeral 3.5 de la NTCSE.

3.2.13 Por todo lo expuesto, corresponde declarar INFUNDADO el Recurso de Reconsideración presentado por SINERSA.

Es preciso indicar que la fundamentación de la presente Decisión es acorde con la Constitución y las normas legales aplicables, en tanto existe una justificación suficiente y coherente de lo que se resuelve, sin que sea necesario un análisis pormenorizado y/o expreso de cada una de las alegaciones que la empresa impugnante ha planteado.

Sobre la base de las consideraciones expuestas en los párrafos precedentes, la Dirección Ejecutiva del COES resuelve:

PRIMERO: *Declarar* ***INFUNDADO*** *el Recurso de Reconsideración presentado por la empresa SINDICATO ENERGÉTICO S.A.., con fecha 16.04.2025, en contra de la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la carta COES/D/DO-197-2025, respecto de las transgresiones a la NTCSE del día 20.02.2025 por el evento "EV-018-2025".*

Notifíquese,

Ing. LEONARDO DEJO PRADO
DIRECTOR EJECUTIVO
COES

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES