San Isidro, 27 de mayo de 2025

COES/D-616-2025

Señor
Jorge Armando Velarde Nuñez Melgar
Apoderado
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ
Presente.-

Asunto: **Recurso de Reconsideración interpuesto por empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. el 11.04.2025 contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-158-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad respecto a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM, por el Evento EV-012-2025.**

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-158-2025.

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

> Se adjunta ***PRIMERO:*** *Declarar* ***INFUNDADO*** *en todos los extremos el Recurso de Reconsideración presentado por la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. con fecha 11.04.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-158-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros en el SEIN como consecuencia del evento EV-012-2025 de fecha 13 de febrero de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.*

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: 27/05/2025 17:18:57

Adj.: Lo indicado.
C.c: DO, SEV, DJR.
Exp.: 202500002648

DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

RESPECTO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.

Sumilla: Recurso de Reconsideración interpuesto por empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. el 11.04.2025 contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-158-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad respecto a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM, por el Evento EV-012-2025.

Lima, 27 de mayo de 2025

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

I.- ANTECEDENTES

1.1 Con fecha 21.03.2025, se notificó a RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (en adelante la "Impugnante") la comunicación COES/D/DO-158-2025, que contiene la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES (en adelante, "la Decisión Impugnada") sobre el Evento EV-012-2025 (en adelante, "Evento") ocurrido el 13 de febrero de 2025, mediante la cual se asignó responsabilidad por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos[1] (en adelante, "NTCSE").

1.2 Con fecha 11.04.2025, dentro del plazo de quince (15) días hábiles establecido en el numeral 11.3 del Estatuto del COES, RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (en adelante "REP" o la "Impugnante" indistintamente), interpuso un Recurso de Reconsideración contra la Decisión Impugnada, a fin de que esta sea modificada; y, en consecuencia, se reconsidere su responsabilidad por las interrupciones de 18,40 MW, por desconexión de la línea L-6643 (Huancavelica – Ingenio) de 60 kV.

1.3 Para tal efecto, REP ofreció como nueva prueba instrumental, lo siguiente:

- Registro de corriente en la celda de la línea L-6643 (Huancavelica – Ingenio) en la S.E. Huancavelica 60 kV del SCADA cada 5 minutos.
- Registro de potencia activa y reactiva del medidor en la celda de la línea L-6643 (Huancavelica – Ingenio) en la S.E. Huancavelica 60 kV con datos cada 15 minutos.

II.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

2.1 Petitorio de RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

El Recurso de Reconsideración tiene como pretensión que el COES modifique la Decisión Impugnada y; en consecuencia, no asigne responsabilidad a REP por las transgresiones a la NTCSE originadas como consecuencia del evento de desconexión

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

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

de la línea L-6643 (Huancavelica – Ingenio) de 60 kV, ocurridas el día 13.02.2025 en las subestaciones Ingenio y Kolpa.

2.2 Agravios

REP ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio, debido que se le incrementa sus montos de pago por resarcimiento.

2.3 Argumentos de RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

REP sustenta su pretensión bajo los siguientes fundamentos:

2.3.1 REP menciona que, según lo indicado en el numeral 2.2.3 de la Decisión Impugnada, la empresa CONEHUA es un integrante del COES; por lo tanto, como empresa de transmisión y titular de las instalaciones de las CC.HH. Ingenio y Huapa, se encuentra dentro del alcance del Procedimiento Técnico N° 9, conforme a lo establecido en el numeral 2.1 del mismo procedimiento. En ese sentido, la empresa CONENHUA debió comunicar al COES y a REP, la indisponibilidad de sus instalaciones, con la finalidad de que se prevea un incremento en la cargabilidad de la línea L-6643.

2.3.2 Asimismo, indican que la desconexión imprevista de las centrales debido al incremento del caudal en los ríos Opamayo e Ingenio, puede causar un problema de sobrecarga en la línea L-6643 (Huancavelica – Ingenio), tomando en cuenta la configuración radial del sistema. Por lo tanto, según lo establecido en el numeral 1.4.4 literal e) de la NTCOTRSI (Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados) y el numeral 6.2.5 del PR-09, la empresa CONENHUA, debió comunicar inmediatamente al COES y REP el estado de emergencia de sus instalaciones, con el fin de determinar el estado operativo y alertar a los agentes.

2.3.3 Por otro lado, con respecto a lo indicado en el numeral 2.2.5 de la Decisión Impugnada (ver Figura 1), la empresa REP señala que, según el registro del medidor y data del sistema SCADA, el transformador de corriente TC-645 de la celda CL-6643 en la S.E. Huancavelica operaba debajo de su límite de capacidad (200 A); por lo tanto, no había indicios de un incremento de la demanda que permita predecir la desconexión de la línea L-6643 en el horario de máxima demanda (ver Figuras 2 y 3).

> 2.2.5 En el evento, se identificó que a partir de las 20:36 h del día 13.02.2025, durante 1 hora y 33 minutos, el transformador de corriente TC-645 en la S.E. Huancavelica 60 kV operó al límite de su capacidad de 200 A e incluso en sobrecarga durante algunos períodos, ya que, según lo informado por RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (REP), este equipo no admite factor de sobrecarga.

Figura 1. Numeral 2.2.5 de la Decisión Impugnada (Fuente: REP)

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

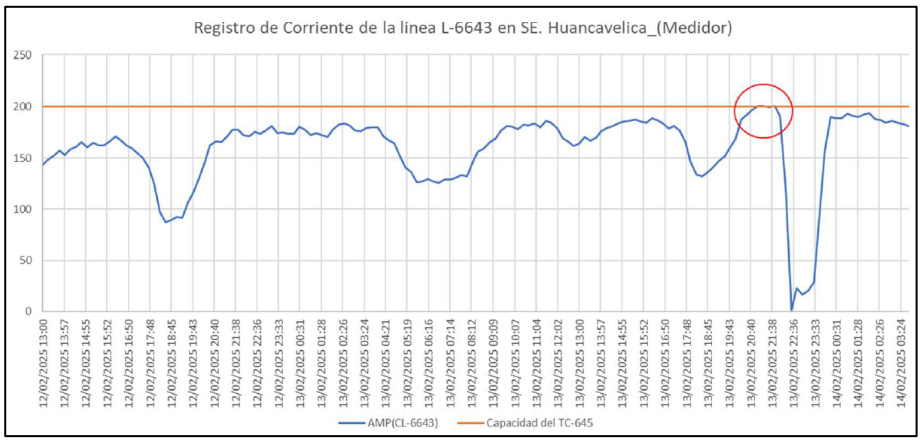

Figura 2. Registro de medidor cada 15 minutos de la CL-6643 en Huancavelica (Fuente: REP)

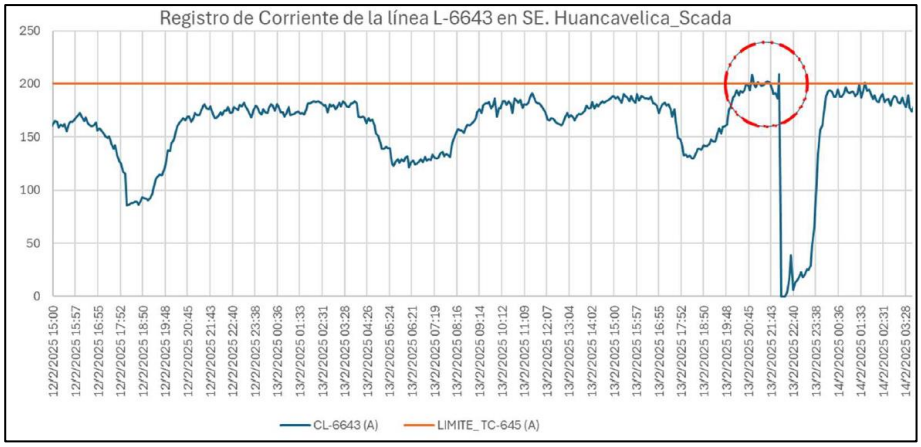

Figura 3. Registro de medidor cada 5 minutos de la CL-6643 en Huancavelica del SCADA de REP (Fuente: REP)

2.3.4 La empresa REP cuestiona lo indicado en el numeral 7.6 del Informe Técnico, respecto a que el TC-645 no se encontraba en sobrecarga desde las 20:36 h; sino que, de acuerdo con los registros de medidor y SCADA, la sobrecarga se produjo a las 20:55 h, instante en que la demanda debería disminuir, tal como se producía en días anteriores. Sin embargo, debido a que no tenían conocimiento de la desconexión de las centrales Ingenio y Huapa, REP no tenía la manera de predecir el crecimiento atípico de la demanda.

2.3.5 Con respecto a los numerales 2.2.6 y 2.2.7 de la Decisión Impugnada, la empresa REP rechaza lo manifestado por el COES, ya que, la demanda no es controlada por REP, sino por las empresas ELECTROCENTRO y CONENHUA. En línea con lo indicado, REP señala que de acuerdo con el registro del medidor en la celda CL-6643 en la S.E. Huancavelica, durante el mes de febrero no se tuvo un incremento atípico de la demanda; por lo tanto, al no tener conocimiento de la desconexión de las centrales Ingenio y Huapa, de titularidad de la empresa CONENHUA, REP no tenía manera de predecir un incremento súbito de demanda.

2.3.6 Por último, con respecto al cuadro de interrupciones por las transgresiones a la NTCSE (ver Figura 4), la empresa REP indica que no debe considerarse la afectación de los clientes Minera Buenaventura (Unidad Julcani) y Minera

Recuperada (Ingenio) desde las 23:27 h a 23:29 h y 23:27 h a 23:30 h. respectivamente, debido a que estas demoras se originaron por inconvenientes con el mando local y remoto del interruptor de 22,9 kV del transformador TP-01 de la S.E. Ingenio, equipo de titularidad de la empresa CONELSUR.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MINERA BUENAVENTURA – Ingenio (Unidad Julcani)	6,60	22:09:04	22:25:00	15,93
			23:27:00	23:29:00	2,00
2	MINA RECUPERADA – Ingenio	1,70	22:09:04	22:25:00	15,93
			23:27:00	23:30:00	3,00
3	ELECTROCENTRO – Ingenio (Lircay)	0,36	22:09:04	22:25:00	15,93
4	MINERA KOLPA – Kolpa	9,74	22:09:04	22:27:00	17,93

Figura 4. Cuadro de interrupciones de suministro del 13.02.2025 de la Decisión Impugnada COES/D/DO-158-2025

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 RED DE ENERGÍA DEL PERÚ, debemos precisar que, de acuerdo con lo previsto en el numeral 11.3 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES, el recurso tiene que estar acompañado de nueva prueba instrumental; asimismo, debe 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 esta línea, se verificó el cumplimiento formal de cada uno de los requisitos de admisibilidad:

iii) Identificación de la decisión de la Dirección Ejecutiva materia de impugnación.

Tal como se ha señalado en el numeral 1.2 de la presente Decisión, la impugnante cuestiona la comunicación COES/D/DO-158-2025 que aprueba el Informe COES/D/DO/SEV/IT-012-2025 que contiene la asignación de responsabilidad por transgresiones a la NTCSE por el Evento EV-012-2025 ocurrido el día 13.02.2025.

iii) Identificación del agravio causado por la decisión materia de impugnación

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio, debido que se incrementa sus montos de resarcimiento.

iii) Fundamentos de la impugnación

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

La Impugnante ha indicado sus argumentos, los cuales han sido resumidos y se encuentran precisados en los numerales 2.3.1 a 2.3.6 de la presente Decisión.

De esta manera, en su oportunidad, se constató el cumplimiento formal de los requisitos de admisibilidad, así como el cumplimiento en la presentación de la nueva prueba instrumental, conforme se señala en el numeral 1.3 de la presente Decisión.

Procedencia del Recurso Impugnatorio

- Plazo para interponer el recurso

  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 RED DE ENERGÍA DEL PERÚ interpuso su Recurso de Reconsideración dentro del plazo legal, ya que la notificación de la Decisión Impugnada ocurrió el 21.03.2025 y la impugnación se presentó el 11.04.2025, fecha del vencimiento, dentro de los quince (15) días hábiles.

- Agravio

  RED DE ENERGÍA DEL PERÚ señala que la Decisión Impugnada le causa agravio debido a que se incrementa sus pagos por resarcimientos.

  Tomando en consideración que, para la evaluación de la legitimidad e interés para impugnar las decisiones de la Dirección Ejecutiva se considera lo establecido en el numeral 11.1 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES, el cual dispone que si bien cualquier Integrante Registrado podrá impugnar las decisiones emitidas directamente por la Dirección Ejecutiva o a través de la Dirección de Operaciones o de la Dirección de Planificación de Transmisión, esto se hará *"(…) siempre que estén destinadas a producir efectos sobre sus intereses, obligaciones o derechos dentro de una situación concreta (…)"*.

  En este caso, la Decisión Impugnada tiene como objeto asignar responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE producidas durante el Evento EV-012-2025 ocurrido el 13.02.2025. En ese sentido, produce efectos sobre la existencia de obligaciones por posible pago de resarcimientos por el Evento.

  Por lo expuesto, se considera la existencia de un agravio por lo que se emitirá un pronunciamiento de fondo.

Competencia de la DCOES para pronunciarse

De conformidad con la función asignada al COES en el literal k) del artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley Nº 28832 y lo establecido en el Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES respecto al ejercicio

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

del derecho de impugnación contra las decisiones de 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 RED DE ENERGÍA DEL PERÚ, debemos señalar lo siguiente:

3.2.1 De acuerdo con lo contemplado en el literal i) del artículo 14° de la Ley N° 28832, así como lo establecido en el numera 3.5 de la NTCSE, el COES tiene como función asignar las responsabilidades en caso de transgresiones a la NTCSE.

3.2.2 Por otro parte, de conformidad con el literal 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.

3.2.3 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 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.

3.2.1 Es de precisar que la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE es reglamentada por el Procedimiento Técnico del COES N° 40 "Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE" (PR-40), el cual establece los requerimientos de información que son utilizados para determinar los resarcimientos que deben ser pagados por los responsables, correspondientes a las compensaciones asumidas por el Suministrador.

Sobre el particular, es pertinente precisar que el PR-40 establece, en su numeral 5.1.6, que es responsabilidad del COES efectuar los cálculos de los Resarcimientos correspondientes con la información que los Agentes alcancen y la mejor información disponible.

3.2.2 Con respecto a lo señalado por la empresa REP en su recurso de reconsideración, la argumentación central consiste en afirmar que la desconexión de la línea L-6643 en la S.E. Huancavelica ocurrida el día 13.02.2025 a las 22:09 h, se originó debido a que la empresa CONENHUA, Integrante del COES, no informó oportunamente la desconexión de las centrales Ingenio y Huapa; aun cuando, a su entender, normativamente se encuentran bajo el alcance y aplicación de los numerales 2.1 y 6.2.5 del PR-09. Por lo tanto, indican que, al no tener conocimiento de la desconexión de dichas centrales, no fue posible prever un incremento en la cargabilidad de la línea L-6643.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

3.2.3 Al respecto, el PR-09 del COES establece los criterios y lineamientos que el COES y los Agentes deben cumplir durante la operación en tiempo real del SEIN. Ahora bien, el numeral 2.1 del PR-09 establece que los titulares de equipos e instalaciones del sistema de transmisión del SEIN, se encuentran bajo el alcance del PR-09, lo cual aplicaría a la empresa CONENHUA al ser Integrante del COES dentro del Comité de Transmisores. Por lo tanto, en caso ocurra un estado de emergencia en sus instalaciones de transmisión, deben informarlo al COES tal como lo establece el numeral 6.2.5 del mismo procedimiento.

Sin embargo, el día 12.02.2025 a partir de las 19:20 h, previo al EV-012-2025, no se produjo la desconexión de alguna instalación de transmisión de la empresa CONENHUA. Cabe precisar que, por el nivel de tensión de las instalaciones involucradas (ver Figura 5) y de acuerdo con la definición de sistema de transmisión de la NTCOTR[2], dichas instalaciones no califican como sistema de transmisión ya que son menores de 30kV.

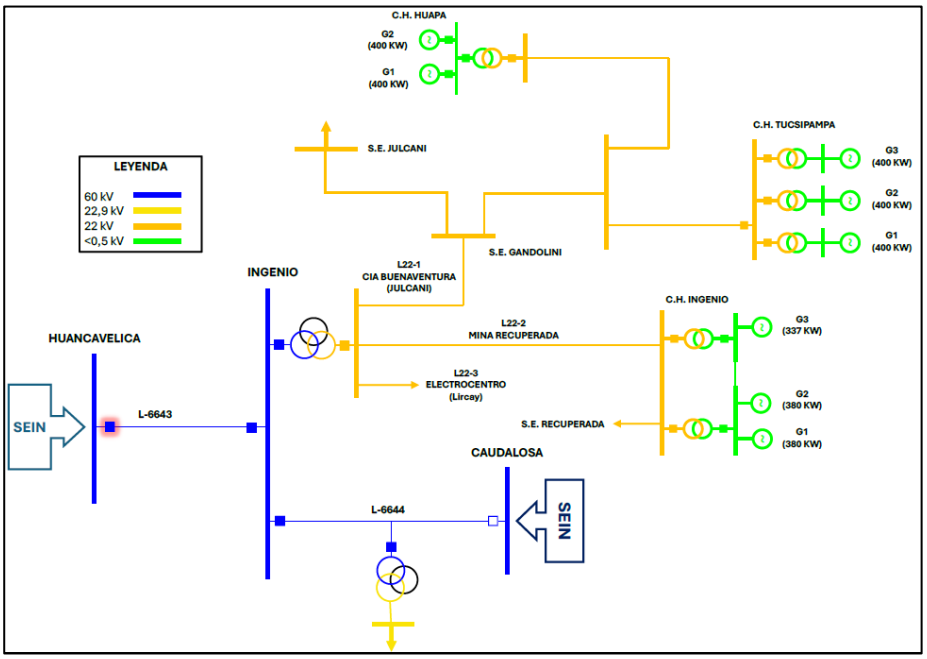

Figura 5. Diagrama Unifilar de la zona de influencia del Evento (Fuente: COES en base a información proporcionada por la empresa CONENHUA)

Por otro lado, en la fecha del evento, respecto de la desconexión de las centrales de generación Ingenio y Huapa, estas centrales no cuentan con Operación Comercial y no forman parte del equipamiento declarado al COES[3]. Siendo así, de la revisión del numeral 2.2 del PR-09[4], se observa que el

[2] Sistema de Transmisión: Se refiere al conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 30 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.
[3] Lista de equipamiento de la empresa CONENHUA declarada COES:
https://www.coes.org.pe/Portal/equipamiento/equipo/index
[4] El numeral 2.2 del PR-09 establece lo siguiente:
Están comprendidos dentro del alcance del presente Procedimiento Técnico el COES y los titulares de los siguientes equipos e instalaciones:

procedimiento es de aplicación para aquellos titulares de centrales de generación que cuenten con Operación Comercial.

Por lo mencionado, contrario a lo afirmado por REP, la exigencia establecida en el numeral 6.2.5 del PR-09, respecto a informar al COES los cambios en la disponibilidad de sus instalaciones, no aplica a la empresa CONENHUA en lo relacionado a sus centrales de generación Ingenio y Huapa.

3.2.4 Sin perjuicio a lo indicado, es necesario precisar que las desconexiones de las centrales Ingenio y Huapa, de titularidad de la empresa CONENHUA, se produjeron a las 19:20 h y las 22:20 h del día 12.02.2025, respectivamente. Por lo tanto, el sistema eléctrico Huancavelica – Ingenio 60 kV operó durante un periodo de 23,83 horas sin originar la desconexión de la línea L-6643 en la S.E. Huancavelica, con lo cual, se corrobora que con esta configuración, el sistema se mantuvo operando en estado normal, sin exceder las tolerancias para la tensión y frecuencia establecidas en la NTCSE y sin que se produzcan sobrecargas en los equipos, consecuentemente, tampoco se produjo ningún evento de transgresión a la NTCSE como consecuencia de la desconexión de estas centrales.

3.2.5 Asimismo, de acuerdo con los datos SCADA remitidos por la empresa REP, se puede verificar que durante el jueves 13.02.2025 ya se registraba una cargabilidad atípica en la línea L-6643, en comparación al día previo de ocurrido el Evento (12.02.2025) y a un día similar de la semana previa (jueves 06.05.2025). Incluso, para el día 13.02.2025 la corriente en la línea L-6643 alcanzó el valor de hasta 191 Amperios a las 11:30 h (ver Figura 6), es decir, alcanzando el 95,5 % de la capacidad límite del TC-645, lo cual no se registró los días previos (06.02.2025 y 12.02.2025).
Por lo tanto, se puede afirmar que ya desde horas antes del evento, la cargabilidad del transformador de corriente TC-645 había alcanzado valores cercanos al nominal pudiendo preverse que, en las horas de máxima demanda, existía el riesgo de que el TC-645 opere por encima de su capacidad nominal, por lo cual, lo indicado por la empresa REP respecto a que no había indicios de un incremento de la demanda que permita predecir la desconexión de la línea L-6643 no es consistente con lo mencionado anteriormente.

(…)
2.2. Las centrales o Unidades de Generación que se encuentren en Operación Comercial, así como sus instalaciones asociadas cuando estas afecten la producción o disponibilidad de la central o Unidad de Generación. (…)

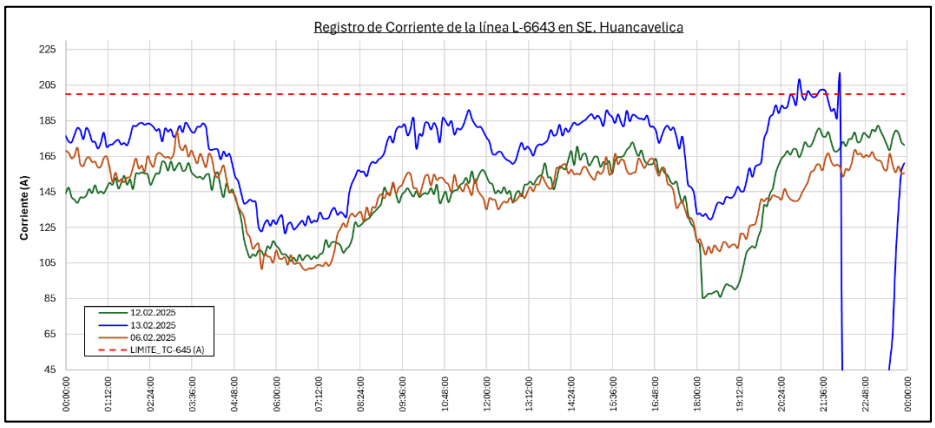

Figura 6. Registro SCADA en la celda 60 kV de la L-6643 en S.E. Huancavelica (Fuente: REP)

3.2.6 Respecto a la indicado por la empresa REP, sobre el instante en que se habría producido la sobrecarga del TC-645, se aclara que la hora definida como las 20:36 h fue determinada con base en los registros almacenados en el sistema SCADA del COES, los cuales son enviados por la propia empresa REP en tiempo real y de manera continua en cumplimiento de la Norma Técnica para el Intercambio de Información en (NTIITR)[5]. Esta resolución permite identificar con cierta precisión el momento en que las variables eléctricas, en este caso, la corriente en la línea L-6643, exceden los límites establecidos.

Cabe resaltar que la determinación del inicio de la sobrecarga no se basa en valores promedio ni en tendencias históricas, sino en los datos registrados en tiempo real por el sistema SCADA[6]. Por lo tanto, cualquier diferencia entre el análisis realizado en el Informe Técnico y otras fuentes de información, como registros de medidor con una resolución distinta (15 minutos), se debe a la diferencia en la granularidad o en el tipo de procesamiento aplicado a los datos. Es por ello, que para este análisis es mejor utilizar la información registrada por el SCADA, ya que es sobre la información suministrada por este sistema que los operadores realizan la supervisión en tiempo real del sistema eléctrico.

Asimismo, el SCADA permite identificar con mayor precisión el instante exacto en que se superan los límites operativos del sistema, lo cual es esencial para el monitoreo y supervisión de eventos que podrían no ser detectados en registros promediados. Por lo tanto, utilizar esta información resulta más adecuado para el análisis técnico ya que fue la información utilizada para la toma de decisiones operativas.

En ese sentido, se ratifica que la hora de inicio de la sobrecarga en el transformador de corriente TC-645 fue las 20:36 h, conforme se indicó en el Informe Técnico, hora que ha sido determinada utilizando la información del sistema SCADA de REP.

[5]En el caso de los datos SCADA disponibles para la línea L-6643 durante el periodo de análisis del evento entre el 12.02.2025 y del 13.02.2025, la frecuencia de envío promedio fue de 20 segundos.
[6] SCADA significa *Supervisory Control and Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), y es un sistema que permite monitorear, controlar y adquirir datos de procesos industriales de forma remota. Este sistema permite supervisar en tiempo real a los equipos conectados a el.

3.2.7 Ahora bien, incluso considerando los registros de mediciones de cinco (5) minutos remitidos por la empresa REP como parte del recurso de reconsideración, dicha empresa determinó que la sobrecarga del transformador de corriente TC-645 se produjo a las 20:55 h. Este instante representa una diferencia de 19 minutos respecto a lo establecido con base en los registros con una resolución al segundo, con la cual se identificó el inició de la sobrecarga a las 20:36 h.

En ese sentido, más allá de la diferencia puntual de 19 minutos, se debe resaltar que la sobrecarga en el transformador TC-645 se mantuvo durante un periodo superior a una (1) hora antes de la ocurrencia del evento de desconexión de la línea L-6643 (Huancavelica – Ingenio) de 60 kV. Asimismo, de los registros SCADA tampoco se evidencia que entre las 20:55 h y las 22:00 h se produzca una disminución natural de la demanda que sea relevante, tal como lo menciona la empresa REP (ver Figura 7)

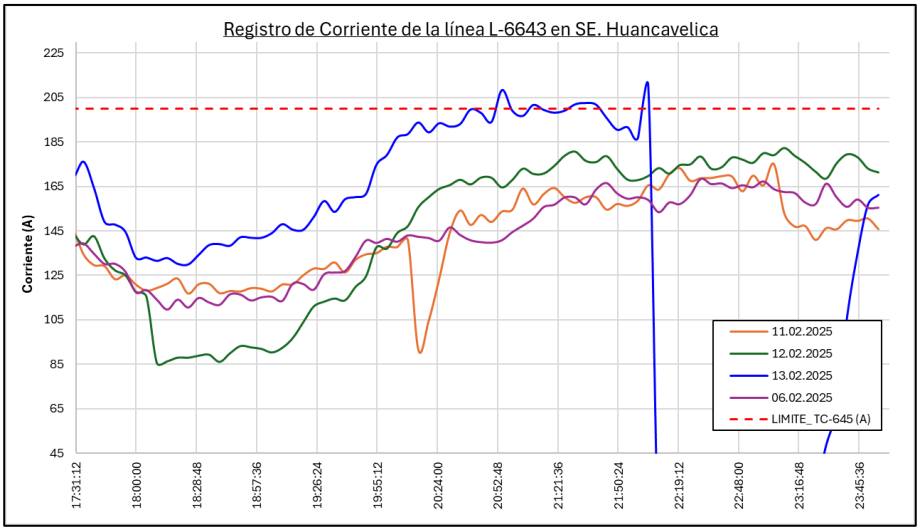

Figura 7. Registro SCADA en la celda 60 kV de la L-6643 en S.E. Huancavelica (Fuente: REP)

3.2.8 Respecto a lo indicado por la empresa REP en relación con los numerales 2.2.6 y 2.2.7 de la Decisión Impugnada, se considera necesario aclarar que la responsabilidad asignada a REP no se basa en la gestión o control de la demanda, función que, efectivamente, corresponde a empresas como ELECTROCENTRO y CONENHUA. La responsabilidad atribuida a la empresa REP radica en la desconexión de la línea L-6643 (Huancavelica – Ingenio) de 60 kV, debido a la falta de supervisión de sus equipos, en específico, de la sobrecarga que se presentó en su transformador de corriente TC-645, condición que se registró antes de la desconexión de la línea L-6643 y que, al no ser supervisada de forma oportuna, originó dicha desconexión.

En ese sentido, resulta importante señalar que el hecho de que REP no haya tenido conocimiento de la desconexión de las centrales Ingenio y Huapa no lo exime de su responsabilidad, ya que la sobrecarga del TC-645 es una condición que fue registrada por sus propios sistemas sin que REP haya realizado alguna acción con la finalidad de no comprometer la operación correcta de sus

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

equipos. Tal como lo establecen el literal a) del numeral 1.4.4[7], numeral 1.4.1 y el numeral 5.2.2[8] de la NTCOTRSI, el titular de una instalación es responsable de supervisar y controlar la operación de sus instalaciones, así como controlar las sobrecargas, debiendo coordinar con el COES las medidas necesarias para mantener la seguridad operativa del sistema.

3.2.9 Adicionalmente a lo señalado en el párrafo anterior, es importante destacar que, según lo identificado en los numerales 7.13 y 7.14 del Informe Técnico, la desconexión de la línea L-6643 (Huancavelica – Ingenio) en la S.E. Huancavelica 60 kV se originó por actuación de la protección de sobrecorriente de fases (51) del relé 7SA86, el cual no estuvo ajustado de acuerdo con los criterios recomendados por el COES.

En efecto, de acuerdo con lo indicado en el numeral 2.11.1 del documento "Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN"[9], el ajuste de esta protección debe realizarse considerando la capacidad de corriente del equipo protegido, que en este caso corresponde a la línea L-6643 que tiene una capacidad de 373 A. No obstante, el ajuste se realizó en función de la capacidad del transformador de corriente TC-645, instalado en la celda de la línea L-6643 en la S.E. Huancavelica 60kV, el cual tiene una capacidad de 200 A. Esta condición, limita la capacidad efectiva de operación de la línea, ya que el umbral de disparo de la protección se fijó por debajo de la capacidad del equipo protegido (la línea de transmisión).

3.2.10 Asimismo, en base a los criterios de diseño establecidos, la relación mayor de los transformadores de corriente debe considerar la corriente nominal de la línea, según lo establecido en el numeral 4 del Procedimiento Técnico N°20. En línea con este principio, el numeral 3.3.205 de la norma IEC 61869-2:2012[10], establece que la corriente térmica continúa asignada (también conocida como corriente de operación continua) de un transformador de corriente corresponde al valor de corriente que el TC puede conducir de forma continua sin superar sus límites térmicos de diseño. En ese sentido, si la línea protegida posee una capacidad nominal de 373 A, lo técnicamente apropiado es que la corriente térmica continua del TC sea igual o superior a dicho valor.

De manera complementaria, la norma IEEE C37.110[11] indica que la relación de transformación de un transformador de corriente debe seleccionarse de

[7] El literal a) del numeral 1.4.4 de la NTCOTRSI establece lo siguiente:
(…)
a) Supervisar y controlar la operación, así como obtener datos de sus instalaciones; estableciendo con el Coordinador las acciones conducentes a mantener el Estado Normal de la misma. (…).
[8] El numeral 5.2.2 de la NTCOTRSI establece lo siguiente:
5.2.2.- En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un Integrante, éste comunicará dicho evento al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El Integrante informará, en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las condiciones existentes en ese momento.
[9] *"2.11.1 Arranque de la protección*
El arranque de las protecciones de sobrecorriente requiere ser definido considerando dos aspectos que son:
1.La capacidad de corriente del elemento protegido, la cual depende de la duración prevista para la corriente de falla. Lo usual es considerar un margen de seguridad sobre esta capacidad a fin de preservar su vida útil. (…)"
[10] Instrument transformer-Part 2: Additional requirements for current transformers.
[11] IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying.

forma que la corriente primaria nominal del TC no sea inferior a la máxima corriente de carga esperada, es decir, que el diseño debe contemplar que la corriente de carga no exceda la corriente primaria nominal del TC. De lo analizado, es evidente que estos criterios recomendados en el PR-20 y normativa internacional de instituciones reconocidas tales como la IEC y la IEEE no se cumplen en el caso del transformador de corriente TC-645, razón por la cual la empresa REP debió realizar las acciones necesarias, tales como supervisar que sus equipos no operen con sobrecarga, en especial si el equipo con la limitación no era el de la línea de transmisión (que es lo normal en un sistema eléctrico) sino de un transformador de corriente (equipos usados para medición y/o protección), con el fin de evitar disparos intempestivos de las protecciones como ocurrió durante el EV-012-2025 el día 13.02.2025 a las 22:09 h.

3.2.11 Por otro lado, sobre los periodos de interrupción de suministros asignados a la empresa REP por las transgresiones a la NTCSE que afectaron a los clientes Minera Buenaventura y Mina Recuperada desde las 23:27 h a 23:29 h y 23:27 h a 23:30 h, respectivamente, es necesario precisar que estos no están asociados a eventuales demoras en el cierre del interruptor de 22,9 kV del transformador TP-01 en la S.E. Ingenio, sino que corresponden a las maniobras de restablecimiento producto requeridas luego de la desconexión de la línea L-6643 en la S.E. Huancavelica (ver Figura 8).

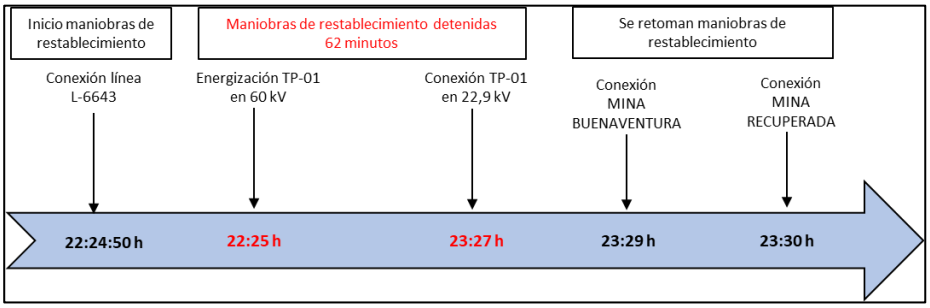

Figura 8. Secuencia de maniobras durante el restablecimiento del EV-012-2025 (Fuente: COES)

En ese sentido, los periodos mencionados se asignaron a REP independientemente de la existencia o no de una demora en la conexión del TP-01, toda vez que se encuentran dentro del tiempo requerido para ejecutar las maniobras de reposición del suministro luego de la desconexión de la línea L-6643. Por lo tanto, estos tiempos forman parte del proceso normal de restablecimiento y son atribuibles a la empresa REP, por ser responsable de la instalación que originó la interrupción.

3.2.12 Por todo lo expuesto, corresponde declarar **INFUNDADO** el recurso de reconsideración presentado por RED DE ENERGÍA DEL PERÚ.

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.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

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

> ***PRIMERO:*** *Declarar* ***INFUNDADO*** *en todos los extremos el Recurso de Reconsideración presentado por la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. con fecha 11.04.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-158-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros en el SEIN como consecuencia del evento EV-012-2025 de fecha 13 de febrero de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.*

Notifíquese,

Ing. LEONARDO DEJO PRADO
DIRECTOR EJECUTIVO
COES

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES