

San Isidro, 22 de enero 2024

COES/D/DO-033-2024

Señores Representantes de las Empresas Integrantes del COES:

Asunto: DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA RESPECTO DE LAS TRANSGRESIONES A LA NTCSE POR EL EVENTO EV-046-2023

De nuestra consideración:

De conformidad con la función asignada al COES, en el literal i) del artículo 14º de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, les comunicamos la determinación de las responsabilidades por transgresiones a la NTCSE por el Evento (EV-046-2023), ocurrido el 10.12.2023 a las 19:50 h, **Rechazo manual de carga a usuarios libres debido a mayor demanda e indisponibilidad de centrales de generación**, según el documento "Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, respecto de las Transgresiones a la NTCSE por el evento EV-046-2023", el cual se adjunta.

En dicho documento, se consigna la decisión relativa a la asignación de responsabilidades y se exponen los fundamentos de hecho y de derecho que la sustentan. Adicionalmente, en el Informe COES/D/DO/SEV/IT-046-2023 de fecha 17.01.2024, se presenta el correspondiente análisis técnico, así como también, las recomendaciones que deberán ser atendidas por las empresas involucradas en el evento.

Asimismo, se comunica que dicho informe juntamente con toda la información recibida sobre el referido evento se encuentra publicada en el portal de internet del COES:

<https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/EvaluacionFallas/>

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para saludarlos.

Atentamente,
<@aleon@>

Director Operaciones (e)

Adj.: Lo indicado.

C.c.: STATKRAFT, HUANCHOR, GEPSA, ENGIE, OSINERGMIN, MINEM - DGE, DP, SEV, SCO, SPR, DJR, SNP, SME

DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

RESPECTO DE LAS TRANSGRESIONES A LA NTCSE

POR EL EVENTO EV-046-2023

Sumilla: Asignación de responsabilidad por interrupción de suministros en el SEIN, ocurrida a partir de las 19:50 horas del 10.12.2023.

Lima, 17 de enero de 2024

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

I. ANTECEDENTES

- 1.1 Con fecha 10.12.2023, a partir de las 19:50 h, se coordinó el Rechazo Manual de Carga de los usuarios libres ACEROS AREQUIPA y SIDER PERÚ con un total de 132 MW, debido a la indisponibilidad de las centrales de generación Cahua, Huanchor, Ángel I, y la demora en el arranque de la unidad TG3 de la C.T. Chilca 1, equipos de titularidad de las empresas STATKRAFT, HIDROELÉCTRICA HUANCHOR, GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ y ENGIE, respectivamente, en adelante “Evento”.
- 1.2 Con relación a los hechos antes descritos, el COES procedió a efectuar el análisis de asignación de responsabilidad, de acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 40 “Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE” (en adelante, “PR-40”).
- 1.3 Conforme al numeral 8.2.7 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobado por Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE (en adelante, “NTCOTRSI”), las Empresas Involucradas ACEROS AREQUIPA, SIDER PERÚ, ENEL GENERACIÓN PERÚ, ENGIE y GEPSA, remitieron al COES sus Informes Finales de Perturbaciones (“IFP/A”) y cuadros de interrupciones.
- 1.4 En fecha 08 de enero de 2024, dentro del proceso de análisis de los eventos que ocasionan transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM (en adelante, “NTCSE”), el Comité Técnico de Análisis de Fallas (en adelante, “CT-AF”) se reunió en forma presencial¹ a fin de analizar los hechos ocurridos en el referido evento, teniendo como producto el Informe Técnico del CT-AF, elaborado dentro del plazo de 20 días hábiles otorgado por el Numeral 9.2.c del PR-40.
- 1.5 La Subdirección de Evaluación de la Dirección de Operaciones del COES (“SEV”), con toda la información recibida, realizó un análisis detallado del origen de la falla y las implicancias derivadas de ella, así como los hechos vinculados a los eventos posteriores. Como parte del proceso, la SEV elaboró el Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-046-2023 (“Informe



¹ De conformidad a lo establecido en el Numeral 9.2.b del PR-40, la reunión del CT-AF, en el presente caso, fue presencial, dado que la interrupción de suministros reportada preliminarmente fue de 160 MW, la cual era mayor a 152,110 MW (que representa el 2,0 % de la máxima demanda anual del SEIN registrada hasta el mes anterior del evento y es igual a 7605,506 MW registrada en abril 2023).

Técnico”), de fecha 17.01.2024, con el análisis detallado sobre el Evento ocurrido el 10.12.2023 a la 19:50 h, de conformidad a lo establecido en el Numeral 9.3.a del PR-40.

- 1.6 El Informe Técnico, que forma parte de la presente Decisión, desarrolla a detalle el análisis técnico de los hechos ocurridos en el Evento, sobre la base de las evidencias y pruebas recopiladas, así como la mejor información disponible, por lo que constituye el documento base para la identificación de las Empresas Involucradas en las transgresiones a los indicadores de calidad de la NTCSE.

II. ANÁLISIS

2.1 Competencia para emitir pronunciamiento

De acuerdo con el literal i) del Artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, aprobada por Ley N° 28832 y el numeral 3.5 de la NTCSE, en casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro, el COES está obligado a asignar las responsabilidades que correspondan, así como a calcular las compensaciones derivadas de las mismas.

Asimismo, los numerales 5.1.6 y 11.2 del PR-40 indican que el COES emitirá la Decisión de Asignación de Responsabilidad por Transgresión a la NTCSE y el cálculo preliminar de los Resarcimientos correspondientes, conforme a lo establecido en el inciso b) del numeral 3.5 de la NTCSE como se detalla a continuación:

PR-40

“5.1.6 Efectuar los cálculos de Resarcimientos correspondientes con la información que los Agentes alcancen y la mejor información disponible.”

“11.2. Calidad del Suministro

(...) Reporte 1 del COES: El COES emitirá la Decisión de Asignación de Responsabilidad por Transgresiones a la NTCSE y el cálculo preliminar de Resarcimientos, conforme a lo establecido en el inciso b) del Numeral 3.5 de la NTCSE. (...)”

NTCSE

“b) Dentro de los diez (10) días hábiles de recibido el Informe del Comité Técnico, el COES deberá emitir la decisión debidamente sustentada con un Informe Técnico y los fundamentos legales correspondientes. De ser el caso, la decisión contendrá la asignación de responsabilidades y el cálculo preliminar de las compensaciones correspondientes. El COES remitirá copia de su decisión a la Autoridad y a los Agentes involucrados.”



2.2 Asignación de Responsabilidad

- 2.2.1 De conformidad con lo dispuesto en el literal b) del Artículo 31º de la LCE², los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a conservar y mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En concordancia con ello, el numeral 1.4.3 de la NTCOTRSI establece que son los propios Agentes los responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.
- 2.2.2 Conforme a lo establecido en el numeral 6.1.2 de la NTCSE, se considera interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, cuya duración sea igual o mayor a tres (03) minutos.
- 2.2.3 Asimismo, la Décimo Tercera Disposición Final de la NTCSE establece que constituyen interrupciones de rechazo de carga las interrupciones originadas por: a) El rechazo automático de carga por acción de protecciones de mínima frecuencia y/o mínima tensión; y, b) El rechazo de carga manual por disposición del Coordinador, en cumplimiento de lo dispuesto en la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Asimismo, señala que las interrupciones por rechazo de carga están sujetas, sin excepción, ni diferencia, al correspondiente procedimiento de conteo y compensación contemplado en la NTCSE.
- 2.2.4 Del análisis efectuado en el Informe Técnico, se evidencia que la C.H. Cahua, de titularidad de la empresa STATKRAFT, la unidad TG3 de la C.T. Chilca 1, de titularidad de la empresa ENGIE, la C.H. Huanchor, de titularidad de la empresa HIDROELÉCTRICA HUANCHOR, y la unidad G1 de la C.H. Ángel I, de titularidad de la empresa GEPSA, originaron la interrupción de suministro por Rechazo Manual de Carga de los usuarios libres ACEROS AREQUIPA y SIDER PERÚ con un total de 132 MW ocurrido el día 10.12.2023 a las 19:50 h.
- 2.2.5 Durante la operación en tiempo real, se registró una mayor demanda en el SEIN, la cual fue asumida por la Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF) a subir disponible (164 MW). En el Informe Técnico, se determinó que, ante la mayor demanda del SEIN respecto a la programado, el COES cumplió con realizar el pronóstico diario y la reprogramación por desviaciones de demanda, según lo establecido en los Procedimientos Técnico PR-03 y PR-06, respectivamente.
- 2.2.6 La mayor demanda en el SEIN originó que, a partir de las 19:00 h, la Reserva Secundaria de Frecuencia a subir se agote, con la finalidad de restablecer el servicio de la RSF a subir, el COES, en cumplimiento del numeral 7.3.2 del PR-09, ejecutó las acciones necesarias para restituir la RSF a subir del SEIN, mediante el incremento de la generación de las centrales térmicas e hidráulicas. En particular, a las 19:01 h el COES coordinó el arranque de la unidad TG3 de la C.T. Chilca 1 con 191 MW, con lo cual, se estimaba restablecer la RSF a subir (164 MW).
- 2.2.7 En estas condiciones de operación en que la RSF estaba agotada, se reportó la indisponibilidad de la C.H. Cahua, de titularidad de la empresa STATKRAFT, la cual estaba prevista para generar 44 MW; asimismo, a las 19:19 h, se produjo la



² Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

desconexión de la C.H. Huanchor con 19 MW, de titularidad de la empresa HIDROELÉCTRICA HUANCHOR, debido a la concentración de sedimentos, estas indisponibilidades contribuyeron a la disminución de la frecuencia del SEIN.

Respecto a la C.H. Cahua se tenía previsto en el Reprograma "C" del 10.12.23 su ingreso a las 16:30 horas, sin embargo, el titular de esta central no informó sino hasta las 19:00 horas (hora en la cual el CCO-COES llamó al CC-STK) que continuaría indisponible hasta el día siguiente.

- 2.2.8 Durante el proceso de arranque de la unidad TG3 de la C.T. Chilca 1, de titularidad de la empresa ENGIE, se registró un retraso de 45 minutos en la sincronización, debido a la activación de la protección de desbalance de combustión.
- 2.2.9 Adicionalmente, a las 19:47:44 h, se produjo la desconexión de la unidad G1 de la C.H. Ángel I con 10 MW, de titularidad de la empresa GEPESA; por actuación de su sistema de protección por baja frecuencia, contribuyendo a la disminución de la frecuencia del SEIN. Al respecto, con la finalidad de evaluar el motivo de la desconexión de la unidad, se solicitó la información técnica; sin embargo, esta no fue proporcionada.

En ese sentido, al no haberse registrado frecuencias bajas que originen la actuación de las protecciones de frecuencia de las centrales de generación del SEIN, lo cual se corrobora con el hecho de que ninguna otra central de generación desconectó por este motivo, se infiere que la desconexión de la unidad G1 de la C.H. Ángel I se originó por causas propias de sus instalaciones, por lo cual, la desconexión de la unidad G1 de la C.H. Ángel I, es atribuible a la empresa GEPESA.

- 2.2.10 Como consecuencia de la concurrencia de los hechos indicados en los numerales 2.2.7, 2.2.8 y 2.2.9, se produjo un desbalance carga – generación, originando que la frecuencia del SEIN disminuya desde 60,000 Hz a las 19:30:13 h hasta 59,576 Hz a las 19:48:00 h, llevando la operación del SEIN al Estado de Alerta.
- 2.2.11 Debido a que el SEIN se encontraba en Estado de Alerta, el CCO-COES en cumplimiento de lo establecido en el numeral 7.6.4 del PR-09, en donde se establece que en este estado no se permite la operación de las cargas que tengan variaciones rápidas de potencia (en escalón), dispuso que los usuarios libres ACEROS AREQUIPA y SIDER PERÚ se mantengan solo con su carga lineal y no tomen carga de sus hornos eléctricos con un total de 132 MW (Rechazo de Carga).
- 2.2.12 En ese sentido, al amparo de la normativa descrita en la presente Decisión y de acuerdo con el análisis del Informe Técnico, se concluye que los responsables de las transgresiones a la NTCSE resultan las empresas STATKRAFT, HIDROELÉCTRICA HUANCHOR, GEPESA y ENGIE por las referidas interrupciones de suministro por Rechazo Manual de Carga.

Asimismo, el porcentaje de responsabilidad se determina de acuerdo con la potencia efectiva de las unidades de generación involucradas, tal como se indica en el siguiente cuadro:



EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	PORCENTAJE DE RESPONSABILIDAD (%)
STATKRAFT	CAHUA	45,382	17,04 %
HIDROELÉCTRICA HUANCHOR	HUANCHOR	19,768	7,42 %
GEPSA	ÁNGEL I (G1)	10,006	3,76 %
ENGIE	CHILCA 1 (TG3)	191,218	71,78 %

2.3 Resarcimientos

- 2.3.1 El literal b) del Numeral 3.5 de la NTCSE indica que la decisión contendrá, de ser el caso, la asignación de responsabilidades y el cálculo preliminar de compensaciones correspondientes.
- 2.3.2 Asimismo, el Numeral 4.18 del PR-40 establece que los Resarcimientos son el “Monto a pagar por el (los) responsable (s) a los Suministradores como consecuencia de la asignación de responsabilidad efectuada por el COES, correspondiente a las Compensaciones pagadas conforme a lo señalado en la NTCSE y su Base Metodológica.”
- 2.3.3 Por su parte, los numerales 5.1.6 y 11.2 del PR-40 indican que el COES emitirá la Decisión de Asignación de Responsabilidad por Transgresión a la NTCSE y el cálculo preliminar de los Resarcimientos correspondientes, conforme a lo establecido en el inciso b) del Numeral 3.5 de la NTCSE.

Sobre la base del análisis efectuado en los numerales precedentes y de conformidad al Informe Técnico que forma parte integrante de la presente Decisión, la Dirección Ejecutiva del COES decide lo siguiente:

DECIDE:

PRIMERO: Asignar responsabilidad a las empresas STATKRAFT, HIDROELÉCTRICA HUANCHOR, GEPSA y ENGIE en la proporción señalada en el numeral 2.2.12 de la presente Decisión, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro por Rechazo Manual de Carga, que se indican a continuación:

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	AAR-ACEROS AREQUIPA	100,0	19:56:00	20:12:00	16,00
2	SID-CHIMBOTE	32,0	19:53:00	20:12:00	19,00

SEGUNDO: Incorporar el Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-046-2023, como parte integrante de la presente Decisión.

Notifíquese.


ING. WILFREDO SIFUENTES ROSALES
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES



Anexo

CÁLCULO PRELIMINAR DE RESARCIMIENTO

De acuerdo con el numeral 11.2 del PR-40, se adjunta el cálculo de Resarcimiento, el cual es de carácter preliminar y que debe ser validado por las empresas afectadas y sus respectivos suministradores.

La fórmula aplicada en este caso es la N°16 de la NTCSE:

Compensaciones por Rechazo de Carga = e. Ef. ENSf

Dónde:

- e: Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyo valor en la actualidad es **350 U\$/MWh**.
- Ef: Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión (NRCF) y la Duración Total (expresada en horas) de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión (DRCF). **Para este cálculo preliminar se considerará un valor igual a 1, el cual se actualizará con la información definitiva al concluir el semestre.**
- ENS: Es la energía teóricamente no suministrada, durante el semestre, por la línea o alimentador determinado, por causa de las interrupciones por Rechazo de carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión. **Para este cálculo preliminar se considerará como la multiplicación de la potencia suministrada en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga (MW) por la duración (tiempo en horas) individual de la interrupción por rechazo de carga.**

Luego aplicando la formula N°16, anteriormente mostrada, se obtiene:

Compensaciones por Interrupción de suministros STATKRAFT = $350 \times 1 \times 0,1704 \times 36,80$

Compensaciones por Interrupción de suministros STATKRAFT = 2194,752 U\$

Compensaciones por Interrupción de suministros HIDROELÉCTRICA HUANCHOR = $350 \times 1 \times 0,0742 \times 36,80$

Compensaciones por Interrupción de suministros HIDROELÉCTRICA HUANCHOR = 955,696 U\$

Compensaciones por Interrupción de suministros GEPSA = $350 \times 1 \times 0,0376 \times 36,80$

Compensaciones por Interrupción de suministros GEPSA = 484,288 U\$

Compensaciones por Interrupción de suministros ENGIE = $350 \times 1 \times 0,7178 \times 36,80$

Compensaciones por Interrupción de suministros ENGIE = 9245,264 U\$



Cuadro N° 1: Interrupciones por Rechazo de Manual de Carga producidas

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	HORA INICIO (HH:MM:SS)	HORA FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
AAR-ACEROS AREQUIPA	100,0	19:56:00	20:12:00	16,00	0,27	26,667	
SID-CHIMBOTE	32,0	19:53:00	20:12:00	19,00	0,32	10,133	
TOTAL(MW)--->	132,00				ENS_F--->	36,800	MWH