San Isidro, 26 de diciembre de 2025

COES/D-1329-2025

Señor
Manuel Jesús Mayorga Oré
Gerente Genera
ATLANTICA TRANSMISIÓN SUR S.A
Presente.-

Señor
Jorge Armando Velarde Nuñez Melgar
Apoderado Legal
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

Asunto: **Recursos de Reconsideración interpuesto por las empresas CONSORCIO TRANSMANTARO S.A y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A. el 12.11.2025 contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-540-2025, 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-075-2025.**

De mi consideración:

Me dirijo a ustedes en atención a los recurso de reconsideración interpuestos por sus representadas, contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, (DCOES) contenida en la comunicación COES/D/DO-540-2025.

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

> ***PRIMERO:*** *Declarar* ***FUNDADA*** *la pretensión principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa CONSORCIO TRANSMANTARO S.A con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE, en consecuencia, la responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE indicadas en el Decide Primero y Decide Segundo de la decisión COES/D/DO-540-2025 corresponde ser asumida por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR*
>
> ***SEGUNDO:*** *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Primera Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE. Asimismo, de acuerdo con lo indicado la presente Decisión, la responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE indicadas en el Decide Primero y Decide Segundo de la decisión COES/D/DO-540-2025 corresponde ser asumida por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR.*
>
> ***TERCERO:*** *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Pretensión Subordinada de la Primera Pretensión principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual*

se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.

CUARTO: *Declarar* ***FUNDADA*** *la Segunda Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE. En consecuencia, se modifica la Decisión Impugnada, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.2.25 de la presente decisión, modificándose los siguientes Decides:*

NOVENO*: Asignar responsabilidad a la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro, que se indican a continuación:*

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MSH-EL HIERRO(BARRA 220 KV)	4,640	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:27:00	25,00
2	MSH-JAHUAY(BARRA 10 KV)	0,120	05:37:40	06:30:40	53,00
3	MSH-MINA(BARRA 60 KV)	6,680	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:30:40	28,67
4	MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:25:00	23,00
			09:40:12	09:45:40	5,47
5	SEA-ACARI(BELLA UNIÓN)	1,500	05:37:40	06:33:48	56,13
6	SEA-AGUA SALADA(CHALA)	2,740	05:37:40	06:36:24	58,73
7	SEA-BELLAVISTA(CHALA)	0,430	05:37:40	06:36:24	58,73
8	SEA-CHALA VIEJO(CHALA)	3,650	05:37:40	06:36:24	58,73
9	SEA-CHALA(BELLA UNIÓN)	0,200	05:37:40	06:33:48	56,13
10	SEA-MANUEL PRADO(CHALA)	0,500	05:37:40	06:36:24	58,73
11	SEA-PLATINOS(BELLA UNIÓN)	1,200	05:37:40	06:33:48	56,13

DECIMOCUARTO*: Asignar responsabilidad a la empresa TRANSMANTARO, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro, que se indican a continuación:*

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA(MINA JUSTA)	44,220	05:37:34	06:39:00	61,43
			07:02:00	07:54:01	52,02

QUINTO: *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Tercera Pretensión del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación*

COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.

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: 26/12/2025 13:43:24

Adj.: Lo indicado.
C.c.: Integrantes del COES, SME, DJR.

DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

RESPECTO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

DE CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. Y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A.

Sumilla: Recurso de Reconsideración interpuesto por las empresas CONSORCIO TRANSMANTARO S.A y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A. el 12.11.2025 contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-540-2025, 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-075-2025.

Lima, 26 de diciembre de 2025

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

I.- ANTECEDENTES

1.1 Con fecha 22.10.2025, se notificó a CONSORCIO TRANSMANTARO (en adelante "CTM") y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A. (en adelante "ATS") la comunicación COES/D/DO-540-2025, que contiene la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES (en adelante, "la Decisión Impugnada") sobre el Evento EV-075-2025 (en adelante, "Evento"), del 26 de agosto de 2025, ocurrido a las 01:26 h (en adelante, "Evento 01") y a las 05:37 h (en adelante, "Evento 02"), 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 12.11.2025, CTM interpuso un Recurso de Reconsideración contra la Decisión Impugnada, a fin de que esta sea modificada; y, en consecuencia, se deje sin efecto la responsabilidad a su representada.

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

- Exhibición de medios probatorios bajo tenencia del COES.
- Documento que demuestra cooperación y mantenimiento de Barra.
- Evidencia de las condiciones para la deshabilitación del 87B de Poroma solo con la operación del transformador existente.

1.4 Con fecha 12.11.2025, ATS interpuso un Recurso de Reconsideración contra la Decisión Impugnada, a fin de que esta sea modificada; y, en consecuencia, se deje sin efecto la responsabilidad a su representada.

1.5 Para tal efecto, ATS ofreció como nueva prueba instrumental, lo siguiente:

- Informe Técnico "Eventos Subestación Poroma 500 kV (26/08/2025)" elaborado por la Consultora Waylla Proyectos, en adelante "Informe Waylla".

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

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

II.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

2.1 Petitorio de CONSORCIO TRANSMANTARO

El Recurso de Reconsideración tiene las siguientes pretensiones:

i. Como pretensión principal solicita que el COES modifique la Decisión Impugnada, asignando la responsabilidad del 100% a ATS por el Evento 01.

ii. Como pretensión subordinada solicita que el COES modifique la Decisión Impugnada, asignando la responsabilidad en partes iguales entre CTM y ATS (50% – 50%) por Evento 01.

2.2 Petitorio de ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A.

El Recurso de Reconsideración tiene las siguientes pretensiones:

i. Como primera pretensión principal solicita que el COES modifique el Decide Primero y Decide Segundo de la Decisión Impugnada, exonerando a ATS de cualquier responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE originadas por el Evento 01.

ii. Como pretensión subordinada a la primera pretensión principal solicita que el COES modifique el Decide Primero y Decide Segundo de la Decisión Impugnada, y se disponga que el COES es responsable por las transgresiones a la NTCSE originadas como parte del Evento 01.

iii. Como segunda pretensión principal solicita que el COES modifique el Decide Noveno de la Decisión Impugnada, y se disponga que TRANSMANTARO es responsable exclusivo por el suministro interrumpido en la S.E. Marcobre como parte del Evento 02.

iv. Como tercera pretensión principal solicita que el COES modifique el Decide Noveno de la Decisión Impugnada, y se disponga que TRANSMANTARO es corresponsable por los suministros interrumpidos de los ítems 2,3,4,5,6,7,8,9,10,11, y 12 como parte del Evento 02.

2.3 Agravios

CTM ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio económico, por concepto de compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

ATS ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio económico, reputacional y jurídico por un monto estimado en USD 151,943.94 por concepto de compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

2.4 Argumentos de CONSORCIO TRANSMANTARO

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

CTM sustenta sus pretensiones bajo los siguientes fundamentos:

PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.4.1 CTM sostiene que la deshabilitación de la protección diferencial de barras 87B en la SE Poroma 500 kV fue el elemento que permitió que la falla registrada generara efectos en el sistema. Indica que la desconexión de la barra B no debió ocasionar efecto alguno, puesto que, a su criterio, para el 26.08.2025 la protección 87B ya debía encontrarse habilitada. Señala que ATS mantuvo deshabilitada dicha protección por un periodo prolongado y que, de haberse habilitado oportunamente, la falla hubiese desconectado únicamente la barra B, sin ocasionar desconexión de otros equipos ni interrupción del suministro en la zona sur.

2.4.2 CTM señala que la configuración operativa existente del 26.08.2025 no correspondió a la autorizada por el COES, afirmando que según el correo de coordinación entre ATS y COES del 17.03.2025, el COES solo revisó y autorizó desactivar la protección 87B para operar con un solo transformador, no con los dos en funcionamiento. Asimismo, sostiene que ATS puso en servicio su nuevo transformador en la SE Poroma, sin protección diferencial y sin estudio que respalde esta configuración de manera prolongada, lo que, a criterio de CTM, explicaría que la falla registrada haya tenido un impacto de mayor alcance en el sistema.

CTM enfatiza además que esta condición operativa se produjo mientras la protección diferencial de barras estaba desactivada y ambos transformadores de ATS funcionaban simultáneamente, situación que, según su posición, no habría sido analizada ni aprobada. Por ello, concluye que esta decisión es de entera responsabilidad de ATS y que pudo evitar los impactos ocasionados habilitando oportunamente su diferencial de barra (87B) cuando se puso en servicio su nuevo transformador (AUT-5372).

2.4.3 CTM afirma que en este caso no corresponde aplicar el literal d) del numeral 3.5 de la NTCSE, pues considera que sí existen elementos para identificar responsabilidades específicas. Sostiene que el propio análisis del COES reconoce que la falla ocurrió en la barra B, de titularidad compartida, y que el factor determinante que permitió la desconexión de múltiples elementos fue operar la S.E Poroma con la protección 87B deshabilitado. CTM añade que mantener deshabilitada dicha protección por varios meses, a pesar de sus reiteradas programaciones de habilitación, constituye un elemento suficiente para considerar la participación de ATS en la ocurrencia de las transgresiones.

PRETENSIÓN SUBORDINADA

2.4.4 CTM indica que, en caso no sea acogida su pretensión principal, corresponde aplicar el régimen de copropiedad regulado por el Código Civil. Señala que la barra B es de titularidad compartida en igual proporción entre ATS y CTM y que, bajo dicho régimen, las cargas derivadas de la titularidad común deben

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

distribuirse de forma igualitaria. En ese sentido, sostiene que, si no se atribuye el evento exclusivamente a la deshabilitación del 87B, la alternativa adecuada sería asignar 50 % de responsabilidad a cada copropietario.

2.5 Argumentos de ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR

ATS sustenta sus pretensiones bajo los siguientes fundamentos:

PRIMERA PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.5.1 ATS sostiene que durante el evento EV-075-2025 ocurrido el 26.08.2025, se produjeron dos perturbaciones en la barra "B" de 500 kV de la S.E. Poroma, cuyos efectos, incluyendo la desconexión del enlace centro-sur de 500 kV y la interrupción de suministro en el área sur, no deben ser atribuidos a ATS, sino que corresponden que sean asignados técnicamente a TRANSMANTARO y al COES. En su recurso, ATS afirma que el Evento 01 tuvo origen en algún equipo o celda asociada a la Barra "B" de 500 kV de la S.E. Poroma; sin embargo, cuestiona que el COES haya atribuido responsabilidad conjunta a pesar de que existen elementos suficientes para determinar la responsabilidad exclusiva de TRANSMANTARO.

2.5.2 ATS incluye como prueba nueva el Informe Waylla, el cual desarrolla un análisis detallado de ambos eventos mediante simulaciones dinámicas en PowerFactory DIgSILENT. Según ATS, mediante los resultados de su informe se evidencia que aun si los ajustes de sobrecorriente recomendados por el COES hubiesen sido implementados correctamente, el colapso del área Sur durante el Evento 01 era inevitable debido a la configuración estructural del sistema y la alta transferencia de potencia desde el área Centro a través del enlace de 220 kV, cuya capacidad era insuficiente para sostener la demanda tras la desconexión de las líneas de 500 kV. ATS remarca que la nueva prueba permite concluir que las consecuencias del Evento 01, no corresponden a ATS, sino a TRANSMANTARO, y que incluso el COES habría incurrido en deficiencias de análisis operativo por no prever escenarios de falla en la barra 500 kV pese a los antecedentes meteorológicos (vientos Paracas del 22 de agosto) que incrementaron el riesgo de contaminación de aisladores.

2.5.3 ATS afirma que el COES no ha analizado los diversos factores y elementos claros posteriores al evento que permiten concluir que TRANSMANTARO es exclusivo responsable del Evento 01. Entre ellos menciona: (i) la falla del reactor R-33, ocurrida a las 02:16:18 h, que condujo a su desconexión por actuación de su protección diferencial (87T), (ii) la falla monofásica en la fase R del seccionador SB-5323 a las 05:37 h por pérdida de aislamiento bajo condiciones atmosféricas adversas; y, (iii) la ejecución de mantenimientos correctivos realizados por TRANSMANTARO en los equipos conectados a la barra 'B' desde el 26.08.2025 en adelante, asociados a limpieza de aisladores. Al respecto, según ATS, estos hechos revelan un nexo causal directo entre las instalaciones de TRANSMANTARO y el Evento 01; asimismo, precisa que en sus instalaciones no se produjo ningún elemento anómalo similar, ya que, ATS no realizó ningún trabajo correctivo posterior al 26.08.2025. Por lo tanto, en

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

aplicación del principio de verdad material, el COES debió valorar dichos indicios para concluir que TRANSMANTARO era el único responsable.

PRETENSIÓN SUBORDINADA DE LA PRIMERA PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.5.4 Asimismo, ATS sostiene que el COES también debe ser considerado responsable por las interrupciones asociadas al Evento 01 debido a la incorrecta aplicación del PR-08. ATS sostiene que el COES descartó injustificadamente la aplicación del PR-08 para analizar fallas en la barra de Poroma, pese a que dicho procedimiento establece expresamente la obligación de evaluar contingencias en todos los elementos del sistema de transmisión, incluyendo barras. Afirma que esta omisión tuvo implicancias prácticas directas, pues impidió que se adoptaran medidas adicionales para mitigar o prevenir los efectos del evento. ATS señala que la omisión no constituye un error formal, sino una falla de gestión operativa que afectó la cadena de control preventivo del SEIN y que, en consecuencia, generó un grado concreto de responsabilidad que el COES debió incluir en su análisis. Al respecto, ATS invoca el deber de motivación constitucional aplicable a toda autoridad, indicando que la decisión impugnada presenta deficiencias en la exposición de razones que justifican no aplicar el PR-08 a un evento de pérdida de barra.

SEGUNDA PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.5.5 ATS indica que el COES incurrió además en un error material al atribuir a ATS la interrupción de Mina Justa pese a que el propio Informe Técnico del COES reconoce que dicho suministro se perdió “por una falla originada en instalaciones bajo responsabilidad de TRANSMANTARO”.

TERCERA PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.5.6 Con respecto al Evento 02, ATS señala que este se originó específicamente en el seccionador de barra ‘B’ SB-5323 de 500 kV, equipo de titularidad de TRANSMANTARO; y que, aunque el COES atribuyó responsabilidad a ATS por los efectos debido a la no actuación de la protección de sobrecorriente a tierra (51N) del autotransformador AUT-5371, tal conclusión no toma en cuenta que la persistencia de la falla también se debió a la no desconexión oportuna de la línea L-5031, de titularidad de TRANSMANTARO.

2.5.7 ATS sostiene, con base en el Informe Waylla, que varios suministros interrumpidos durante el Evento 02 deben asignarse también a TRANSMANTARO. El Informe Waylla demuestra que de haberse producido el disparo oportuno de la línea L-5031 dentro de los tiempos correspondientes a la zona 2, el autotransformador de Poroma habría arrancado correctamente, evitando la actuación de la protección de respaldo de Cahuachi, la cual operó a los 6461 milisegundos debido a la omisión de desconexión del autotransformador AUT-5371. Según ATS, mientras la línea L-5031 permanecía aportando corriente a la falla, el relé del autotransformador AUT-5371 no registraba arranque, de manera que la demora fue causada por el

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

aporte de cortocircuito proveniente de instalaciones de TRANSMANTARO. En consecuencia, ATS sostiene que los suministros interrumpidos en los ítems 2 al 12 del DECIDE NOVENO corresponde ser asignados también a TRANSMANTARO, debido a la demora en la desconexión de la línea L-5031.

2.5.8 ATS indica que el COES incurrió además en un error material al atribuir a ATS la interrupción de Mina Justa pese a que el propio Informe Técnico del COES reconoce que dicho suministro se perdió "por una falla originada en instalaciones bajo responsabilidad de TRANSMANTARO".

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 los Recursos de Reconsideración de CTM y ATS 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:

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

Tal como se ha señalado en el numeral 1.2 y 1.4 de la presente Decisión, CTM y ATS cuestionan la comunicación COES/D/DO-540-2025, que aprueba la asignación de responsabilidad por transgresiones a la NTCSE por el Evento EV-075-2025 ocurrido el día 26.08.2025.

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

CTM ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio económico, por compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

ATS ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio económico, reputacional y jurídico, por un monto estimado en USD 151,943.94 por concepto de compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

iii. Fundamentos de la impugnación

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

CTM y ATS han indicado sus argumentos, los cuales han sido precisados en los numerales 2.4.1 a 2.5.7 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 los numerales 1.3 y 1.5 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 CTM y ATS interpusieron sus Recursos de Reconsideración dentro del plazo legal de quince (15) días hábiles, ya que se notificó la Decisión Impugnada el 22.10.2025 y las impugnaciones se presentaron el 12.11.2025, mismo día del vencimiento de plazo.

- Agravio

  CTM señala que la Decisión Impugnada le causa agravio económico por compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

  ATS señala que la Decisión Impugnada le causa agravio económico, reputacional y jurídico, por un monto estimado en USD 151,943.94 por concepto de compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

  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, en su Decide Primero, Segundo y Noveno, asigna responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE por interrupciones de suministro, y, por lo tanto, como consecuencia de la referida asignación, se podrían derivar obligaciones de pago de resarcimientos al finalizar el semestre.

  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

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

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 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.

Acumulación de los Recursos de Reconsideración

De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 11.3 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES, si se formulara más de una reconsideración por distintos Integrantes Registrados, respecto de una decisión de la Dirección Ejecutiva, esta podrá disponer la acumulación de las reconsideraciones a fin de que sean resueltas en una única decisión.

Ahora bien, según los artículos 83, 84, 85 y 86 del Código Procesal Civil, aplicable de manera supletoria al presente caso; la acumulación subjetiva de dos pretensiones presentadas por distintas personas procede cuando las pretensiones provengan de un mismo título, se refieran a un mismo objeto o exista conexidad entre ellas, no sean contrarias entre sí, deban ser resueltas por el mismo órgano, y deban tramitarse en la misma vía procedimental.

En el presente caso CTM y ATS, cuestionan los resultados de una misma Decisión de la Dirección Ejecutiva (Decisión Impugnada). Asimismo, existe conexidad entre los petitorios de los recursos de reconsideración presentados ya que solicitan que se modifique la asignación de responsabilidad de los decides Primero, Segundo y Noveno del EV-075-2025 ocurrido el 26.08.2025.

Así las cosas, cumpliéndose los requisitos señalados en los párrafos precedentes, corresponde ACUMULAR los recursos de reconsideración presentados por las empresas impugnantes.

Asimismo, considerando que el numeral 11.4 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES dispone que, en caso de acumulación de reconsideraciones, el plazo para resolver se contará desde el día hábil siguiente a la fecha de presentación de la última reconsideración materia de acumulación, corresponde considerar la fecha de presentación de la última impugnación, esto es, el 12.11.2025. En ese sentido, el plazo máximo para emitir la Decisión es el 29.12.2025.

3.2 Análisis del Recurso de Reconsideración

Respecto a los argumentos que fundamentan el recurso de reconsideración de CTM, 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 numeral 3.5 de la NTCSE, el COES tiene como función asignar las responsabilidades en caso de transgresiones a la NTCSE.

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

3.2.2 Por otra parte, 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.

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 transgresión 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 y sobre dicha premisa se analizaron los hechos del evento EV-075-2025.

Antecedentes:

3.2.4 Antes de pasar a responder los argumentos de CTM y ATS, se debe precisar que la S.E. Poroma 500 kV es una subestación con configuración de interruptor y medio, en la cual se conectan cuatro líneas de transmisión en 500 kV: L-5031 (Colcabamba – Poroma), L-5032 (Chilca CTM – Poroma), L-5033 (Poroma – Yarabamba) y L-5034 (Poroma – Ocoña), así como dos autotransformadores de potencia AUT-5371 y AUT-5372 de 550/220 kV. Asimismo, la subestación cuenta con dos barras de 500 kV, "A" y "B", cada una protegida de manera independiente mediante un sistema de protección diferencial de barras (87B), donde las barras de 500 kV son de titularidad compartida entre las empresas CTM y ATS (ver Figura 1).

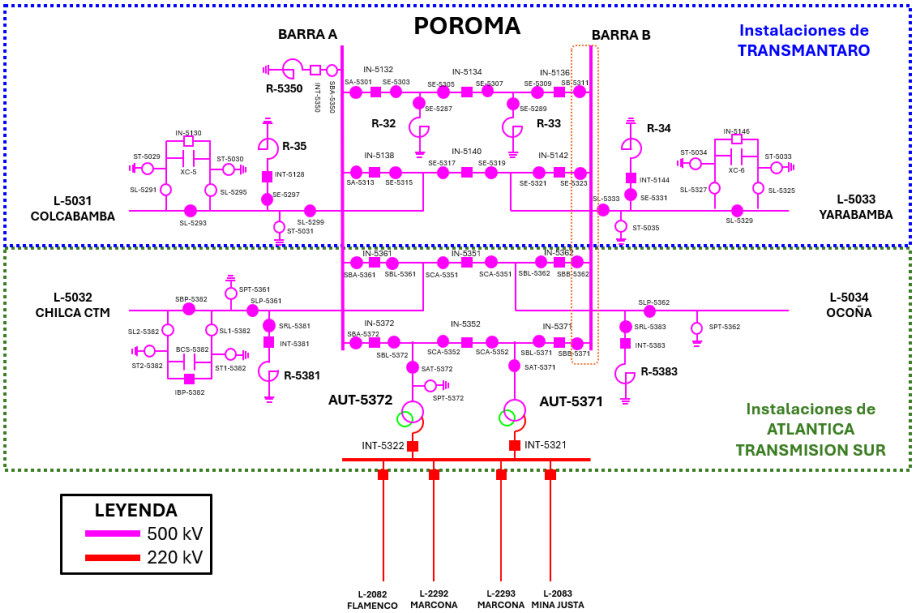


Figura 1. Diagrama Unifilar de la S.E Poroma 500 kV (Fuente: COES)

En este contexto, el autotransformador AUT-5372 se conectó en paralelo con el autotransformador AUT-5371 el 21.07.2025, como parte del proyecto

"Refuerzo 2 – Ampliación S.E. Poroma" a cargo de ATS. Debido a las actividades asociadas a dicho proyecto, la protección diferencial de barras (87B) de la barra "B" quedó deshabilitada desde el 22.03.2025[2]. Sin embargo, aun cuando el autotransformador AUT-5372 llegó a conectarse el 21.07.2025, la protección diferencial permaneció fuera de servicio hasta el 01.09.2025.

El 26.08.2025 a las 01:26 h, se produjo una falla monofásica en la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV. Sin embargo, debido a que la protección diferencial de barras (87B) de dicha barra se encontraba deshabilitada, la falla no pudo ser despejada de manera selectiva, lo que ocasionó la desconexión del enlace de 500 kV de la S.E. Poroma entre las zonas Centro y Sur (desconexión de todas las líneas en 500 kV de esta subestación). Esta condición generó la pérdida de sincronismo y una serie de desconexiones sucesivas, que finalmente derivaron en el colapso parcial del sistema Sur del SEIN y en interrupciones de suministro.

Al respecto, de acuerdo con el análisis del evento efectuado en el Informe Técnico COES COES/D/DO-541-2025, con la información disponible, técnicamente no fue posible determinar, el equipo específico asociado a la barra donde se originó la falla. En consecuencia, mediante la Decisión COES N° COES/D/DO-540-2025, en sus Decides Primero y Segundo, se asignó responsabilidad compartida a CTM y ATS en función al porcentaje de sus aportes, conforme a lo establecido en el literal d) del numeral 3.5 de la NTCSE, al no ser posible identificar al responsable del evento.

Respecto de la pretensión principal de CTM

3.2.5 CTM señala que el Evento 01 se produjo como consecuencia de la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B), toda vez que la desconexión de la Barra B de Poroma 500 kV no debió ocasionar efecto alguno en el sistema, debido a que para dicho momento ya se debía contar con la protección diferencial de barras (87B) habilitada. En tal sentido, corresponde evaluar el impacto de la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B), así como la supuesta injustificada demora en su habilitación.

Sobre el impacto de la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B) y la responsabilidad de ATS

3.2.6 Sobre este punto, cabe resaltar que, para asignar responsabilidad a un agente, el COES evalúa que exista una "relación de causalidad", lo que supone una relación de causa-efecto entre la conducta del Agente y el daño causado. Ello en atención a que nuestro Código Civil acoge la teoría de "causa adecuada" como nexo causal, para los casos de responsabilidad civil[3].

[2] ATS mediante correo electrónico del 18.03.2025, informó que a partir del 22.03.2025 a las 08:00 h el diferencial de barras (87B) estaría apagado.
[3] *"Artículo 1985.- Contenido de la indemnización*

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Así, es necesario distinguir entre la causa que produce el efecto, de las condiciones que, si bien no producen el efecto en sí, permiten que el efecto se genere. Por lo que, si bien sin dichas condiciones no se hubiera producido el resultado dañoso, ninguna de las condiciones pueden ser consideradas la causa misma del daño[4].

En tal sentido, conforme a la teoría de la *causa adecuada*, no toda condición del evento constituye causa, sino **únicamente aquella que resulte idónea para determinar el daño**. Dicha causa comprende solo aquellos acontecimientos que fueron determinantes[5] para su producción y que, de manera regular o usual, conducen al resultado dañoso, excluyéndose cualquier condición meramente concurrente del evento.

3.2.7 Así las cosas, respecto al argumento de CTM sobre la supuesta responsabilidad exclusiva de ATS por la deshabilitación de la protección diferencial (87B) de la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV, corresponde determinar el rol que tuvo la deshabilitación de la protección diferencial (87B) en la secuencia que derivó en las interrupciones de suministro producidas en el Evento 01.

La falla monofásica que se presentó en la barra "B" de la S.E. Poroma constituye el hecho inicial del evento. Sin embargo, para el caso de la S.E Poroma 500 kV, una falla en barra de esta naturaleza no produce necesariamente interrupciones de suministro, ya que, bajo condiciones normales de operación, la protección diferencial de barras (87B) actúa de manera instantánea y selectiva, aislando únicamente la barra en falla evitando la propagación del evento hacia los enlaces de transmisión.

En este punto se debe precisar que la protección 87B haya permanecido deshabilitada implica la ausencia de una protección principal destinada a despejar fallas internas en una barra de manera instantánea (t=0,0 segundos), evitando que una falla en barra se propague, así como la de evitar desconectar equipos adicionales más allá de la zona afectada.

Debido a ello, el 26.08.2025, cuando ocurrió una falla monofásica en la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV, la ausencia de actuación de la protección diferencial (87B) exigió que el despeje de falla dependiera exclusivamente de las protecciones de respaldo, ubicadas en los extremos de los elementos conectados a la S.E Poroma 500 kV, lo cual ocurrió. Esto generó la desconexión de los enlaces de 500 kV asociados a la S.E. Poroma, lo que produjo la pérdida de sincronismo entre las zonas Centro y Sur del SEIN, así como desconexiones sucesivas que derivaron en el colapso parcial del sistema Sur y en las interrupciones de suministro registradas.

La indemnización comprende las consecuencias que deriven de la acción u omisión generadora del daño, incluyendo el lucro cesante, el daño a la persona y el daño moral, ***debiendo existir una relación de causalidad adecuada entre el hecho y el daño producido****. El monto de la indemnización devenga intereses legales desde la fecha en que se produjo el daño."*

[4] ESPINOZA ESPINOZA, J (2019). *Derecho de la Responsabilidad Civil* (9.ª ed., Tomo 1, p. 362). Instituto Pacífico

[5] ESPINOZA ESPINOZA, J (2019). *Derecho de la Responsabilidad Civil* (9.ª ed., Tomo 1, p. 363). Instituto Pacífico

Dado que el COES asigna responsabilidad basándose en un análisis de causa adecuada, como se explicó en el numeral 3.2.6 de la presente decisión, en el evento del 26.08.2025 se advierte que la falla monofásica en la barra "B" produjo interrupciones de suministro en tanto y en cuanto la protección diferencial de barras estuvo deshabilitada, pues su actuación habría limitado el evento únicamente a la barra involucrada, sin afectar la continuidad del servicio en el sistema.

3.2.8 Por tanto, esta Dirección considera que la deshabilitación de la protección diferencial (87B), y no la falla monofásica en la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV, fue el acontecimiento determinante para que se produzcan las transgresiones a la NTCSE y las interrupciones de suministro en el Evento 01. De haber estado la protección 87B habilitada, la falla hubiera sido despejada de manera selectiva y el evento no habría derivado en la desconexión del enlace de 500 kV (no hubiera desconectado ninguna línea en 500 kV de dicha subestación) ni en la pérdida de sincronismo, evitando así cualquier transgresión a la NTCSE. En consecuencia, la causa adecuada del daño fue la ausencia de funcionamiento de la protección diferencial (87B) de la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV, cuya titularidad corresponde a la empresa ATS.

Acerca de la autorización de conexión del autotransformador AUT-5372, el estado de la S.E. Poroma al 26.08.2025 y la supuesta injustificada demora en su habilitación por parte de ATS

3.2.9 Respecto a lo señalado por CTM, en el extremo que afirma que la S.E. Poroma estaba operando en una condición "no autorizada" por el COES, es necesario aclarar que esa afirmación no se sostiene con los antecedentes técnicos ni con la documentación oficial, toda vez que la conexión del autotransformador AUT-5372 sí fue autorizada por el COES mediante carta COES/D/DP-604-2025 del 08.07.2025[6].

Asimismo, entre el 8 y el 15 de julio, el COES evaluó las condiciones de operación del sistema para que la energización del autotransformador AUT-5372 no origine consecuencias en el SEIN, realizando coordinaciones directamente con ATS. La primera energización ocurrió el 16.07.2025, mientras que el 21.07.2025, el autotransformador fue conectado en paralelo con el autotransformador AUT-5371. Con esta secuencia, queda claro que la operación con dos autotransformadores en servicio sí estaba aprobada, y por tanto no corresponde afirmar que el sistema se encontraba en una condición operativa no evaluada o no prevista. Sin embargo, como se detalla en el numeral 3.2.10 de la presente Decisión, la autorización del COES estaba limitada a los trabajos de ATS, sin que eso signifique mantener deshabilitada la protección de manera indefinida.

La afirmación de CTM de que el COES "solo autorizó" operar con un transformador y sin protección diferencial mezcla situaciones que no son

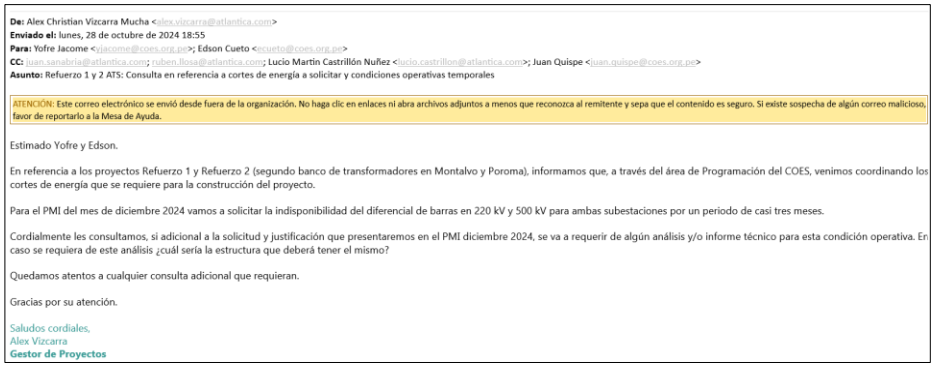
[6] Mediante dicha comunicación, el COES autorizó formalmente la puesta en servicio del autotransformador AUT-5372

equivalentes: una cosa es autorizar la puesta en servicio del autotransformador, y otra muy distinta es permitir operar la S.E. Poroma 500 kV de forma indefinida con la protección de barras inhabilitada. El COES nunca autorizó lo segundo.

3.2.10 Precisamente, respecto de la protección diferencial de barras (87B) de la barra B de la S.E Poroma 500 kV, es importante distinguir tres cosas:

i. La condición operativa de la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV sin la protección diferencial de barras (87B)
ii. Estuvo limitada estrictamente al tiempo necesario para ejecutar los trabajos del proyecto de ATS.
iii. Independientemente de que si el COES haya considerado o no la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B), las consecuencias recaen sobre el titular de las mismas.

La condición operativa de la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV sin la protección diferencial de barras (87B) se encuentra vinculada a la solicitud presentada por ATS para la deshabilitación temporal de la protección diferencial de barras (87B) de la S.E. Poroma, en el marco del proyecto Refuerzos. En ese contexto, mediante correo electrónico de fecha 28.10.2024, ATS informó al COES que, para el PMI de diciembre de 2024, "*se va a solicitar la indisponibilidad del diferencial de barras en 220 kV y 500 kV para ambas subestaciones por un periodo de casi tres meses*", consultando además si sería necesario presentar algún análisis o informe técnico adicional para sustentar dicha condición operativa.


De: Alex Christian Vizcarra Mucha <alex.vizcarra@atlantica.com>
Enviado el: lunes, 28 de octubre de 2024 18:55
Para: Yofre Jacome <yjacome@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
CC: juan.sanabria@atlantica.com; ruben.llosa@atlantica.com; Lucio Martin Castrillón Nuñez <lucio.castrillon@atlantica.com>; Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Asunto: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

ATENCIÓN: Este correo electrónico se envió desde fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro. Si existe sospecha de algún correo malicioso, favor de reportarlo a la Mesa de Ayuda.

Estimado Yofre y Edson.

En referencia a los proyectos Refuerzo 1 y Refuerzo 2 (segundo banco de transformadores en Montalvo y Poroma), informamos que, a través del área de Programación del COES, venimos coordinando los cortes de energía que se requiere para la construcción del proyecto.

Para el PMI del mes de diciembre 2024 vamos a solicitar la indisponibilidad del diferencial de barras en 220 kV y 500 kV para ambas subestaciones por un periodo de casi tres meses.

Cordialmente les consultamos, si adicional a la solicitud y justificación que presentaremos en el PMI diciembre 2024, se va a requerir de algún análisis y/o informe técnico para esta condición operativa. En caso se requiera de este análisis ¿cuál sería la estructura que deberá tener el mismo?

Quedamos atentos a cualquier consulta adicional que requieran.

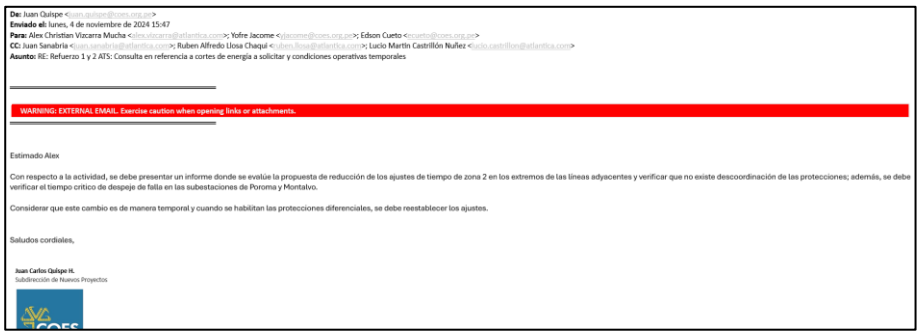
Gracias por su atención.

Saludos cordiales,
Alex Vizcarra
Gestor de Proyectos

Figura 2. Correo electrónico del 28.10.2025

Al respecto, mediante correo de fecha 04.11.2024, el COES indicó que, para proceder con la deshabilitación solicitada, "*se debe presentar un informe donde se evalúe la propuesta de reducción de los ajustes de tiempo de zona 2 en los extremos de las líneas adyacentes y verificar que no exista descoordinación de las protecciones*", así como "*verificar el tiempo crítico de despeje de falla en las subestaciones de Poroma y Montalvo*", precisando además que dicho cambio debía ser de carácter temporal y que, "*cuando se habilitan las protecciones diferenciales, se debe restablecer los ajustes*".

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES


De: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Enviado el: lunes, 4 de noviembre de 2024 15:47
Para: Alex Christian Vizcarra Mucha <alex.vizcarra@atlantica.com>; Yofre Jacome <yjacome@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
CC: Juan Sanabria <juan.sanabria@atlantica.com>; Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>; Lucio Martín Castrillón Nuñez <lucio.castrillon@atlantica.com>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

WARNING: EXTERNAL EMAIL. Exercise caution when opening links or attachments.

Estimado Alex

Con respecto a la actividad, se debe presentar un informe donde se evalúe la propuesta de reducción de los ajustes de tiempo de zona 2 en los extremos de las líneas adyacentes y verificar que no existe descoordinación de las protecciones; además, se debe verificar el tiempo crítico de despeje de falla en las subestaciones de Poroma y Montalvo.

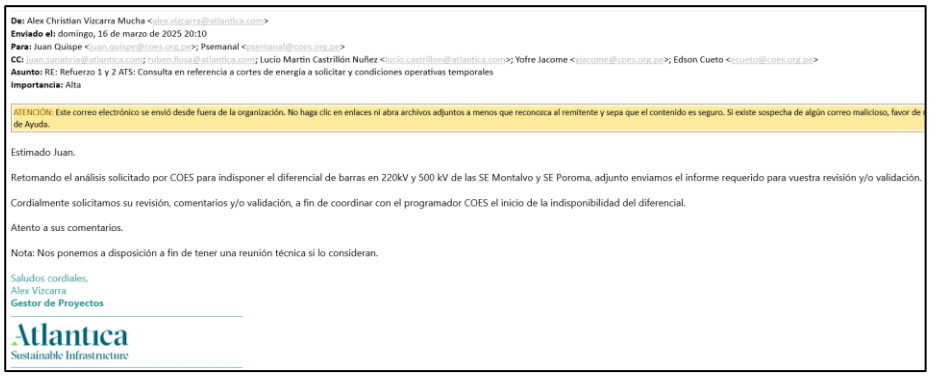
Considerar que este cambio es de manera temporal y cuando se habilitan las protecciones diferenciales, se debe reestablecer los ajustes.

Saludos cordiales,

Juan Carlos Quispe H.
Subdirección de Nuevos Proyectos

Figura 3. Correo electrónico del 04.11.2024

Posteriormente, el 16.03.2025 (ver Figura 4), ATS remitió al COES el informe solicitado y, el 17.03.2025, el COES indicó no tener comentarios al respecto, considerando el escenario de operación únicamente con el transformador existente de Poroma (ver Figura 5).


De: Alex Christian Vizcarra Mucha <alex.vizcarra@atlantica.com>
Enviado el: domingo, 16 de marzo de 2025 20:10
Para: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>; Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
CC: juan.sanabria@atlantica.com; ruben.llosa@atlantica.com; Lucio Martín Castrillón Nuñez <lucio.castrillon@atlantica.com>; Yofre Jacome <yjacome@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales
Importancia: Alta

ATENCIÓN: Este correo electrónico se envió desde fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro. Si existe sospecha de algún correo malicioso, favor de
de Ayuda.

Estimado Juan.

Retomando el análisis solicitado por COES para indisponer el diferencial de barras en 220kV y 500 kV de las SE Montalvo y SE Poroma, adjunto enviamos el informe requerido para vuestra revisión y/o validación.

Cordialmente solicitamos su revisión, comentarios y/o validación, a fin de coordinar con el programador COES el inicio de la indisponibilidad del diferencial.

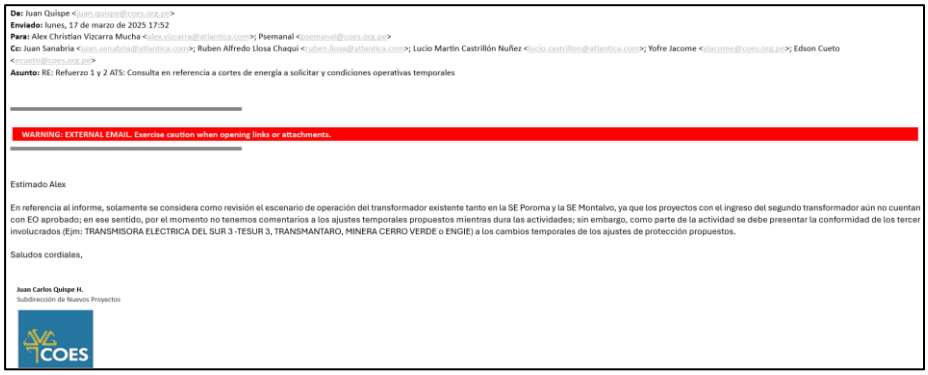
Atento a sus comentarios.

Nota: Nos ponemos a disposición a fin de tener una reunión técnica si lo consideran.

Saludos cordiales,
Alex Vizcarra
Gestor de Proyectos

Atlantica
Sustainable Infrastructure

Figura 4. Correo electrónico del 16.03.2025


De: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Enviado: lunes, 17 de marzo de 2025 17:52
Para: Alex Christian Vizcarra Mucha <alex.vizcarra@atlantica.com>; Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
Cc: Juan Sanabria <juan.sanabria@atlantica.com>; Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>; Lucio Martín Castrillón Nuñez <lucio.castrillon@atlantica.com>; Yofre Jacome <yjacome@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

WARNING: EXTERNAL EMAIL. Exercise caution when opening links or attachments.

Estimado Alex

En referencia al informe, solamente se considera como revisión el escenario de operación del transformador existente tanto en la SE Poroma y la SE Montalvo, ya que los proyectos con el ingreso del segundo transformador aún no cuentan con EO aprobado; en ese sentido, por el momento no tenemos comentarios a los ajustes temporales propuestos mientras dura las actividades; sin embargo, como parte de la actividad se debe presentar la conformidad de los tercer involucrados (Ejm: TRANSMISORA ELECTRICA DEL SUR 3 -TESUR 3, TRANSMANTARO, MINERA CERRO VERDE o ENGIE) a los cambios temporales de los ajustes de protección propuestos.

Saludos cordiales,

Juan Carlos Quispe H.
Subdirección de Nuevos Proyectos

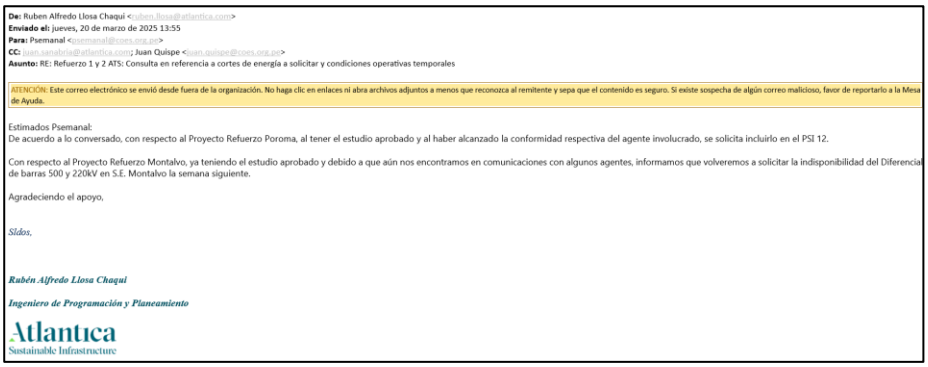
COES

Figura 5. Correo electrónico del 17.03.2025

Por otro lado, conforme a las comunicaciones sostenidas entre ATS y el COES el 20.03.2025. ATS informó al COES que solicitaría la indisponibilidad del diferencial de barras de la S.E. Poroma (ver Figura 6); ante ello, el COES solicitó precisar la duración de las actividades y la justificación del periodo requerido (ver Figura 7). En respuesta, ATS señaló que la indisponibilidad se extendería aproximadamente hasta la segunda semana de mayo, fecha en la que se normalizaría el diámetro y se pondrá en servicio el nuevo autotransformador

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

AUT-5372, incluido el correcto funcionamiento del diferencial con la nueva celda instalada (ver Figura 8).


De: Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>
Enviado el: jueves, 20 de marzo de 2025 13:55
Para: Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
CC: juan.sanabria@atlantica.com; Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

ATENCIÓN: Este correo electrónico se envió desde fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro. Si existe sospecha de algún correo malicioso, favor de reportarlo a la Mesa de Ayuda.

Estimados Psemanal:
De acuerdo a lo conversado, con respecto al Proyecto Refuerzo Poroma, al tener el estudio aprobado y al haber alcanzado la conformidad respectiva del agente involucrado, se solicita incluirlo en el PSI 12.

Con respecto al Proyecto Refuerzo Montalvo, ya teniendo el estudio aprobado y debido a que aún nos encontramos en comunicaciones con algunos agentes, informamos que volveremos a solicitar la indisponibilidad del Diferencial de barras 500 y 220kV en S.E. Montalvo la semana siguiente.

Agradeciendo el apoyo,

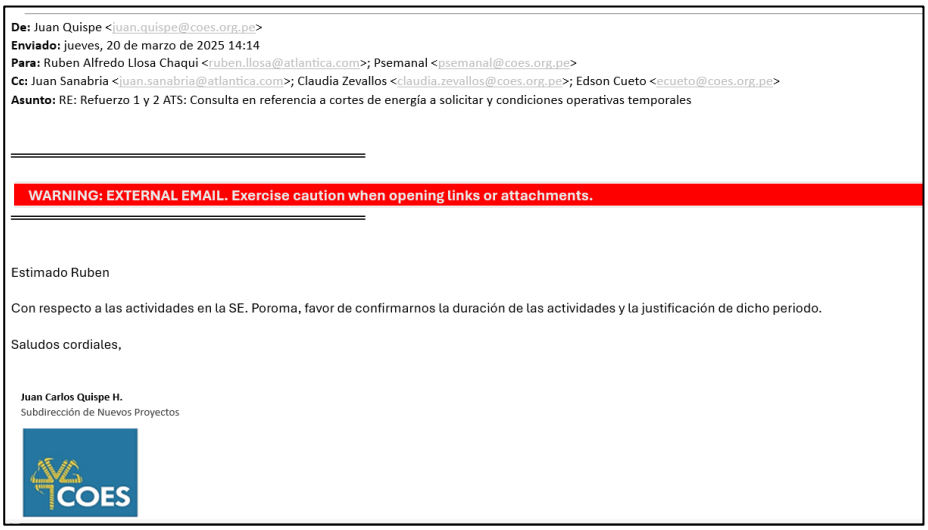
Saludos,

Rubén Alfredo Llosa Chaqui

Ingeniero de Programación y Planeamiento

Atlantica
Sustainable Infrastructure

Figura 6. Correo electrónico de ATS a COES del 20.03.2025


De: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Enviado: jueves, 20 de marzo de 2025 14:14
Para: Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>; Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
Cc: Juan Sanabria <juan.sanabria@atlantica.com>; Claudia Zevallos <claudia.zevallos@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

WARNING: EXTERNAL EMAIL. Exercise caution when opening links or attachments.

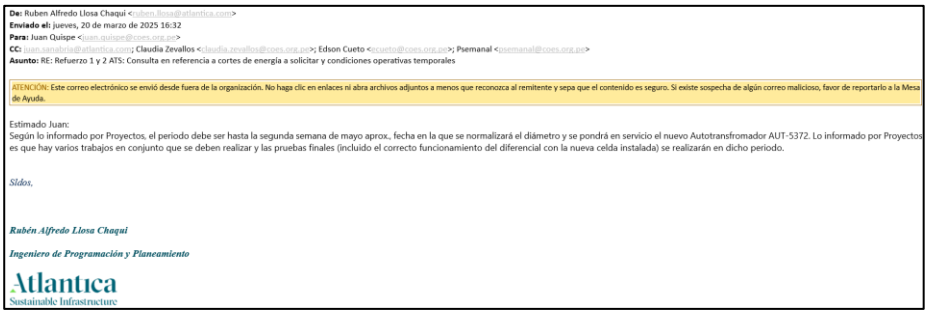
Estimado Ruben

Con respecto a las actividades en la SE. Poroma, favor de confirmarnos la duración de las actividades y la justificación de dicho periodo.

Saludos cordiales,

Juan Carlos Quispe H.
Subdirección de Nuevos Proyectos

Figura 7. Correo electrónico de COES a ATS del 20.03.2025


De: Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>
Enviado el: jueves, 20 de marzo de 2025 16:32
Para: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
CC: juan.sanabria@atlantica.com; Claudia Zevallos <claudia.zevallos@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>; Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

ATENCIÓN: Este correo electrónico se envió desde fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro. Si existe sospecha de algún correo malicioso, favor de reportarlo a la Mesa de Ayuda.

Estimado Juan:
Según lo informado por Proyectos, el periodo debe ser hasta la segunda semana de mayo aprox., fecha en la que se normalizará el diámetro y se pondrá en servicio el nuevo Autotransfromador AUT-5372. Lo informado por Proyectos es que hay varios trabajos en conjunto que se deben realizar y las pruebas finales (incluido el correcto funcionamiento del diferencial con la nueva celda instalada) se realizarán en dicho periodo.

Saludos,

Rubén Alfredo Llosa Chaqui

Ingeniero de Programación y Planeamiento

Atlantica
Sustainable Infrastructure

Figura 8. Correo electrónico de ATS al COES del 20.03.2025

Sin embargo, de las comunicaciones posteriores se advierte que la indisponibilidad de la protección diferencial de barras (87B) se prolongó más allá del plazo indicado por ATS. En efecto, mediante correos de fechas 01.08.2025 y 05.08.2025, el COES alertó a ATS que la protección diferencial de barras de la S.E. Poroma se mantenía deshabilitada desde el ingreso del proyecto de Refuerzos y solicitó expresamente informar la fecha estimada de superación de dicha condición.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

En respuesta, mediante correo de fecha 07.08.2025, ATS informó que "*en los próximos días se presentará el cronograma de reposición de la protección de Barras*", lo que evidencia que, a dicha fecha, la protección aún no había sido restituida ni se contaba con una fecha definida de reposición. Posteriormente, mediante correo de fecha 19.08.2025, el COES reiteró su requerimiento, ante lo cual ATS señaló expresamente que "*la indisponibilidad de los diferenciales de Barra tanto en Poroma como en Montalvo … se mantendrá*", indicando que se encontraban realizando coordinaciones para solicitar su disponibilidad en el mes de setiembre de 2025.

En ese sentido, la condición operativa temporal asociada a la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B) nunca significó un permiso para mantener la protección 87B de la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV fuera de servicio por un periodo prolongado e indefinido, toda vez que estuvo vinculada a la puesta en servicio del autotransformador AUT-5372, conforme a lo indicado por el propio ATS. Una vez conectado el autotransformador AUT-5372, correspondía que ATS proceda a habilitar nuevamente la protección 87B. Por ese motivo, la condición operativa del 26.08.2025, con la barra "B" sin su protección principal (87B), no se encontraba amparada en la condición operativa temporal evaluado, sino que obedeció a una decisión de operación tomada por el propio titular del equipo (ATS).

Al ser una decisión tomada sobre sus propias instalaciones, y de conformidad a las obligaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas[7] y a su Reglamento[8], como titular de las mismas, es responsable por los trabajos realizados, la operación de sus instalaciones, de la deshabilitación indefinida de la protección y de las consecuencias que dichas decisiones acarrean. Cabe aclarar que ATS pudo habilitar la protección diferencial (87B) desde el 21.07.2025 al haberse conectado el autotransformador AUT-5372, sin que existan razones que justifiquen mantener dicho sistema de protección deshabilitado, siendo responsabilidad de ATS titular de la protección 87B, mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas que garanticen la calidad y continuidad del servicio eléctrico, por lo que era responsabilidad de ATS habilitar la protección diferencial (87B) en el momento que acabaron los trabajos del autotransformador AUT-5372.

3.2.11 Finalmente, más allá de estas aclaraciones, el análisis técnico demuestra que el factor determinante para que la falla se propagara no fue la autorización de conexión del segundo autotransformador AUT-5372, sino la ausencia de actuación de la protección diferencial (87B). Si la protección hubiera estado

[7] Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas
"Artículo 31.- Tanto los titulares de concesión como los titulares de autorización, están obligados a: (…)
b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda; (…)" (Énfasis nuestro)

[8] Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
"Artículo 64.- Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121 de la Ley, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente."

disponible, el despeje habría sido selectivo y el evento no habría tenido las consecuencias que finalmente se produjeron.

3.2.12 Por lo expuesto en los considerandos 3.2.4 al 3.2.8, corresponde declarar FUNDADA la pretensión principal del recurso de reconsideración presentado por CTM. En ese sentido, corresponde modificar el Decide Primero y Decide Segundo, mediante el cual se asigna a la empresa ATS la responsabilidad por las interrupciones del suministro eléctrico registradas en el Evento 01. En atención a la conclusión alcanzada, no corresponde emitir pronunciamiento sobre la pretensión subordinada de CTM ni sobre los argumentos que la sustentan.

Respecto de la Primera Pretensión Principal de ATS

Acerca de la responsabilidad exclusiva de TRANSMANTARO por el Evento 01.

3.2.13 Respecto al primer argumento planteado por ATS, corresponde precisar que el COES asigna responsabilidades exclusivamente sobre la base de un análisis técnico, conforme a lo establecido en la NTCSE, la cual dispone que la evaluación de los eventos del SEIN y la determinación de responsabilidades debe realizarse con un análisis estrictamente técnico, el mismo que debe sustentarse en información técnica objetiva, verificable y debidamente registrada, tales como registros oscilográficos, reportes de protecciones y demás evidencias técnicas disponibles durante el momento del evento.

3.2.14 En relación con lo señalado por ATS respecto a la supuesta vinculación entre el Evento 01 ocurrido a las 01:26 h y la desconexión del reactor R-33 a las 03:53:19 h, debe indicarse que dicha actuación no constituye evidencia técnica suficiente para afirmar que ambos hechos correspondan a una misma falla. En efecto, el reactor R-33 se desconectó por actuación de su protección diferencial (87R), lo cual, conforme a los principios de protección, evidencia la ocurrencia de una falla interna localizada dentro de la zona de protección diferencial del propio equipo que fue despejada correctamente, y no se puede afirmar que está asociada a una falla externa por un evento ocurrido previamente. Por tanto, desde el punto de vista técnico, no resulta válido establecer una relación causal entre ambos eventos, basados simplemente en una sospecha, pero sin datos técnicos que muestren o demuestren fehacientemente la ubicación de la falla.

3.2.15 Del mismo modo, la pretensión de asociar la falla del seccionador SB-5323 ocurrida a las 05:37 h (Evento 02) con el Evento 01 no se encuentra respaldada por evidencia técnica concluyente. Para el análisis del Evento 01, y de acuerdo con la información disponible, no es posible determinar el punto exacto de la falla en la barra “B” en base a los registros oscilográficos disponibles, los cuales, constituyen el insumo técnico indispensable para la localización precisa del punto de falla. En ese sentido, el COES únicamente puede efectuar su análisis en función de los registros efectivamente disponibles, ya que no es técnicamente procedente señalar el punto de falla a partir de eventos

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

posteriores, pero sin datos concretos del evento 1, que permitan determinar claramente la ubicación de la falla.

3.2.16 Asimismo, los mantenimientos correctivos realizados por CTM con posterioridad al evento del 26.08.2025 no constituyen evidencia técnica que permita acreditar que la falla del Evento 01 se haya originado en equipos de dicha empresa y no en equipos de ATS. De acuerdo con los criterios técnicos, la asignación de responsabilidad debe basarse en las condiciones objetivamente verificables existentes al momento del evento, el hecho de que una empresa realice actividades de mantenimiento con posterioridad a un evento no implica necesariamente que la falla se haya originado en dichas instalaciones.

En consecuencia, los hechos señalados por ATS corresponden a supuestos o hipótesis que no cuentan con respaldo técnico suficiente. Conforme al numeral 3.5 de la NTCSE, el COES no asigna responsabilidades sobre la base de presunciones, sino únicamente a partir de evidencia técnica objetiva y verificable.

3.2.17 Por último, respecto a la similitud en el comportamiento del sistema durante los Eventos 01 y 02, según lo indicado por ATS en su Informe Waylla mediante simulaciones, de por sí, no constituye evidencia suficiente para determinar que ambos eventos han tenido origen en un mismo equipo o punto físico de falla ya que dicha similitud, por sí sola, no permite identificar de manera concluyente el elemento específico que originó la perturbación, más aún cuando una falla en cualquier lugar de la barra de 500 kV, a la cual se encuentran conectados **distintos equipos puede generar efectos eléctricos similares en el sistema**. Al respecto, el propio Informe Waylla señala que la interpretación sobre una posible causa común únicamente "*se puede inferir razonablemente*" y que resulta "*altamente probable*", términos que evidencian un grado de incertidumbre y no la de una total certeza.

3.2.18 Por lo mencionado, los argumentos expuestos por ATS no permiten concluir que, bajo un análisis estrictamente técnico, deba exonerarse de responsabilidad a ATS y asignar la responsabilidad a CTM; en ese sentido, corresponde declarar INFUNDADA la primera pretensión principal del recurso de Reconsideración de ATS.

<u>Respecto de la Pretensión Subordinada de la Primera Pretensión Principal de ATS.</u>

Sobre la supuesta responsabilidad compartida del COES por el Evento 01, debido a la aplicación incorrecta del PR-08

3.2.19 Respecto al argumento formulado por ATS, mediante el cual pretende atribuir corresponsabilidad al COES por el Evento 01, alegando una supuesta aplicación incorrecta del Procedimiento Técnico del COES N° 08 (PR-08), corresponde precisar que dicho planteamiento carece de sustento normativo por las siguientes razones:

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

- El COES evalúa la seguridad operativa del SEIN conforme a lo establecido en el numeral 6.2 del PR-08, mediante un análisis de la seguridad operativa a través de la evaluación de contingencias simples (N-1), es decir, la pérdida de un solo elemento del sistema, principalmente líneas del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN) y del Sistema de Transmisión Regional (STTR), seleccionadas en función de su tasa de ocurrencia de falla y la severidad de sus efectos. En ese sentido, el propio procedimiento delimita su alcance a contingencias individuales y no incluye fallas en barra, las cuales, por su naturaleza, pueden implicar la desconexión simultánea de múltiples equipos y, por tanto, exceden el marco de análisis previsto en el PR-08.

- Respecto a la alusión al numeral 6.2[9] del PR-08, dicho numeral faculta al COES, de manera excepcional, a incluir otros equipos distintos a los pertenecientes al STTN o STTR dentro del conjunto de elementos evaluados, esta facultad no altera ni amplía el criterio fundamental de análisis, el cual se mantiene estrictamente circunscrito a contingencias simples (N-1). En consecuencia, la posibilidad de considerar "otros equipos" no implica la evaluación de contingencias múltiples, sino únicamente la incorporación de elementos adicionales, siempre bajo la condición de la pérdida de un solo elemento del sistema.

Por lo tanto, la interpretación de ATS, en el sentido de que el COES debía evaluar eventos que involucren la desconexión simultánea de múltiples equipos, como es el caso de una falla en barras, no se encuentra respaldada por el texto ni por el alcance normativo del PR-08.

3.2.20 Por otro lado, ATS sustenta su posición en la definición general de contingencia definida en el Glosario de Términos del COES[10], señalando que esta se refiere a la pérdida intempestiva de uno o más elementos del sistema ocasionada por una falla. Si bien dicha definición es correcta en términos generales, debe precisarse que el PR-08 no establece la evaluación de todas las categorías de contingencias posibles (N-1, N-2, N-3, etc.), sino que delimita su alcance de aplicación a contingencias simples (N-1), conforme se establece de manera reiterada en su contenido.

Al respecto, intentar considerar que el PR-08 debe cubrir eventos asociados a contingencias múltiples derivadas de deficiencias en las instalaciones de un agente, desnaturaliza el objetivo del PR-08, ya que, implicaría trasladar indiscriminadamente a la aplicación de dicho Procedimiento la responsabilidad de proteger al sistema frente a fallas atribuibles al mantenimiento, operación o confiabilidad de equipos de los agentes. Esto también resulta contrario al marco normativo vigente, el cual establece que

[9] "*El COES evaluará el efecto de Contingencias simples (N-1) de un conjunto definido de equipos, que se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla y la severidad de las fallas en los mismos. Dichos equipos deben ser elementos de STTN o STTR. El COES a su criterio podrá considerar otros equipos*."

[10] Glosario de Términos del COES:
"***Contingencia****: Se refiere a la pérdida intempestiva de uno o más elementos del Sistema de Transmisión o Unidades de Generación; así como la pérdida de bloques de demanda, ocasionada por una falla y otro evento*."

cada Agente es responsable de asegurar la adecuada operación y mantenimiento de sus propias instalaciones.

Asimismo, la aplicación del criterio propuesto por ATS tendría consecuencias técnicas y operativas que no serían viables, como por ejemplo, extrapolar dicho razonamiento a subestaciones como la S.E. Poroma significaría que el sistema debe ser planificado y operado para soportar la desconexión simultánea de múltiples elementos, lo que supondría reducir preventivamente el flujo de energía hacia el sur, limitando de manera significativa el transporte de potencia por las líneas de 500 kV y obligando a reemplazar dicha energía por generación local de mayor costo (diésel).

En ese sentido, el PR-08 no contempla que el COES considere eventos como la desconexión de barras, los cuales, por su naturaleza, pueden implicar la pérdida simultánea de varios elementos del sistema y, por lo tanto, exceden el criterio N-1 establecido en dicho procedimiento.

En consecuencia, el COES aplicó correctamente el PR-08, limitando su análisis a contingencias simples conforme a lo dispuesto en el procedimiento. La interpretación planteada por ATS pretende extender indebidamente el alcance normativo del PR-08, atribuyendo al COES obligaciones que no se encuentran previstas en dicho procedimiento, razón por la cual su argumento carece de sustento técnico y normativo.

3.2.21 Sin perjuicio de la no aplicación del PR-08 a eventos que exceden el criterio N-1, ATS, en su calidad de titular de las instalaciones que causaron el Evento 01, es responsable en concordancia a la Ley de Concesiones Eléctricas[11] y a su Reglamento[12]. Asimismo, debe precisarse que la ocurrencia del Evento no guarda relación con el análisis realizado o no por el COES, sino que se produjo como consecuencia de la deshabilitación del sistema de protección por parte de ATS, tal como se ha desarrollado ampliamente en los numerales 3.2.4 al 3.2.12 de la presente Decisión.

3.2.22 En ese sentido, dado que el PR-08 no resulta aplicable en los términos expuestos por ATS y que, en cualquier caso, mantiene la responsabilidad al ser titular de las instalaciones que ocasionaron el Evento 01, corresponde declarar **INFUNDADA** la Pretensión Subordinada de la Primera Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración de ATS.

<u>Respecto de la Segunda Pretensión Principal de ATS.</u>

[11] Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas
"Artículo 31.- Tanto los titulares de concesión como los titulares de autorización, están obligados a: (…)
b) <u>Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas</u> para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o <u>de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas</u>, según corresponda; (…)" (Énfasis nuestro)
[12] Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
"Artículo 64.- <u>Los concesionarios, los titulares de autorizaciones</u> y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121 de la Ley, <u>están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente</u>."

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Sobre la inconsistencia en la Decisión Impugnada respecto a la asignación de responsabilidad por el suministro interrumpido en la S.E. Mina Justa, durante el Evento 02.

3.2.23 Al respecto, se evidencia la existencia de un error material en la asignación de responsabilidad por los suministros interrumpidos en la S.E. Mina Justa con un total de 44,22 MW, ya que, de acuerdo con el numeral 6.290 del Informe Técnico, se determinó que dichas interrupciones se produjeron durante el Evento 02 como consecuencia de la falla en el seccionador de barra SB-5323 en la S.E. Poroma 500 kV, equipo de titularidad de la empresa CTM, lo cual, originó la desconexión de la línea L-2083 (Poroma – Mina Justa) de 220 kV a los 814 ms.

3.2.24 Asimismo, se verifica que, en la Decisión Impugnada, debido a un error material, los suministros interrumpidos correspondientes a la S.E. Mina Justa fueron incluidos en el cuadro de interrupciones atribuidas a la empresa ATS en el Decide Noveno, lo cual no es coherente con el análisis del Informe Técnico que sustenta la Decisión Impugnada, ya que en el considerando 2.2.33 de dicho Informe se había concluido que CTM era responsable por el suministro interrumpido de la S.E Mina Justa del Evento 02.

3.2.25 En ese sentido, corresponde declara **FUNDADA** la Segunda Pretensión Principal del recurso de ATS; y, modificar el Decide Noveno, a fin de retirar el suministro interrumpido de la S.E. Mina Justa del cuadro de interrupciones cuya responsabilidad se asigna a la empresa ATS. Asimismo, corresponde incorporar el Decide Decimocuarto, mediante el cual se asigne a la empresa CTM la responsabilidad por las interrupciones del suministro eléctrico registradas en la S.E. Mina Justa, conforme a la causalidad técnica determinada en el Informe Técnico del EV-075-2025, que se muestra a continuación:

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA (MINA JUSTA)	44,220	05:37:34	06:39:00	61,43
			07:02:00	07:54:01	52,02

<u>Respecto de la Tercera Pretensión Principal de ATS.</u>

Sobre la supuesta responsabilidad compartida de TRANSMANTARO, debido a que la línea L-5031 no desconectó de manera oportuna durante el Evento 02

3.2.26 Respecto al argumento formulado por ATS, mediante el cual sostiene que la persistencia de la falla ocurrida a las 05:37 h (Evento 02) no puede atribuirse exclusivamente a la no desconexión del autotransformador AUT-5371, sino que habría sido consecuencia de la demora en la desconexión de la línea L-5031, corresponde efectuar las siguientes precisiones técnicas.

De la revisión del registro oscilográfico del relé de protección de la línea L-5031 en la S.E. Colcabamba 500 kV, se verifica que, durante el Evento 02 en la

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

S.E. Poroma 500 kV, la impedancia de falla no ingresó dentro del alcance de la Zona 2 de la función de distancia (ver Figura 9), por ese motivo, dicha zona no operó para desconectar la línea en un tiempo del orden de 300 ms.

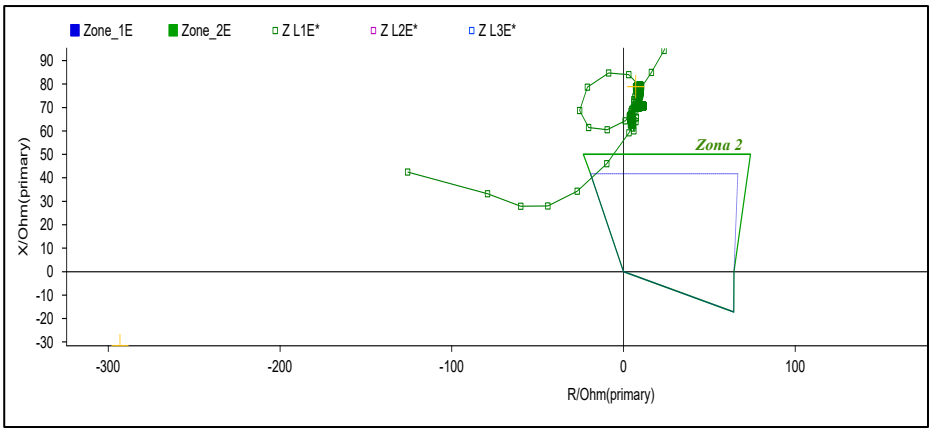


Figura 9. Diagrama de Impedancia R-X de la protección distancia de fases relé RED 670 de la línea L-5031 en la S.E. Colcabamba 500 kV (Fuente: TRANSMANTARO)

Sin embargo, tal como se detalla en el numeral 6.281 del Informe Técnico, la línea L-5031 finalmente desconectó a los 1,310 segundos, como consecuencia de la actuación de su protección de sobrecorriente direccional de tierra (67N), la cual se encontraba correctamente ajustada conforme al Estudio de Operatividad aprobado.

3.2.27 Cabe señalar que la falla en el seccionador SB-5323 de 500 kV y las condiciones del sistema durante el Evento 02, originaron la desconexión de la línea L-2083 (Poroma - Mina Justa) a los 800 ms, motivo por el cual se le asignó responsabilidad a la empresa CTM por la interrupción de suministro en la S.E. Mina Justa ocasionada por dicha desconexión, aspecto que ha sido debidamente considerado en el análisis del Evento 02.

3.2.28 Ahora bien, ATS sostiene que, de haber desconectado la línea L-5031 dentro del tiempo correspondiente a la Zona 2, se habría contado con un mayor aporte de corriente desde los autotransformadores de la S.E. Poroma 500/220 kV, lo que habría permitido la desconexión del autotransformador AUT-5371. Sobre esto, señala que la demora en la desconexión de la línea L-5031 habría provocado que el aporte del autotransformador AUT-5371 fuera insuficiente para el arranque y actuación de su protección de sobrecorriente a tierra.

Al respecto, del análisis de los registros oscilograficos se evidencia que, incluso durante el periodo en el cual la línea L-5031 permaneció conectada y aportando a la corriente de falla, la magnitud de corriente de falla por el autotransformador AUT-5371 en el lado de 500 kV, era suficiente para que se produjera el arranque y la actuación de su protección de sobrecorriente de tierra (Ver Figura 10). No obstante, dicha actuación no se produjo, debido a que la función de sobrecorriente de tierra (51N) del AUT-5371, en el lado de 500 kV, se encontraba incorrectamente ajustada, tal como se indicó en el numeral 6.285 del Informe Técnico.

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

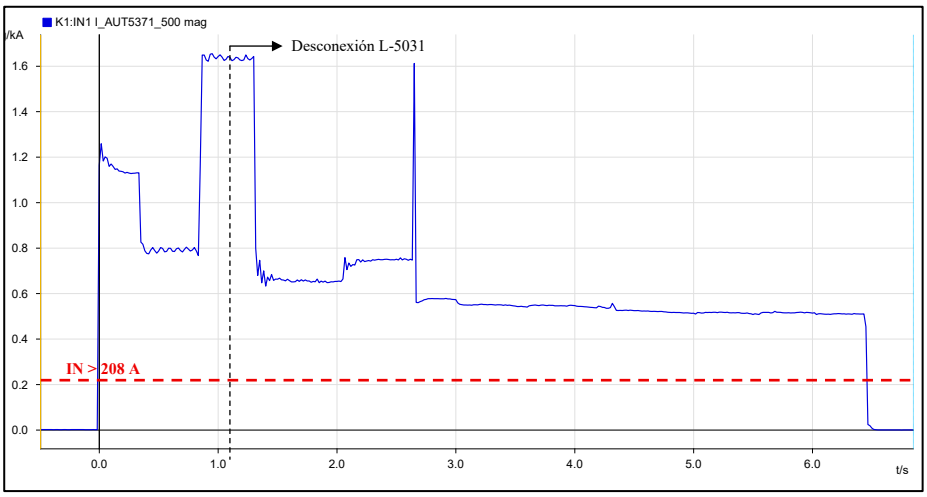
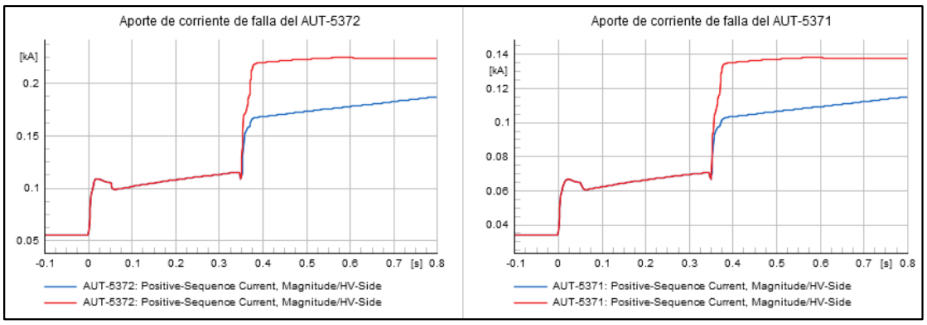


Figura 10. Registro oscilográfico del registrador de falla del AUT-5371 en la S.E. Poroma 500 kV durante el Evento 02 (Fuente: ATS)

En particular, se verificó que el umbral de arranque de la protección de sobrecorriente de tierra (51N) del autotransformador AUT-5371 estaba ajustado al 400 % I_{BASE} (2080 A) y una temporización de 300 ms, cuando, conforme al Estudio de Operatividad para la conexión del nuevo autotransformador AUT-5372, debió encontrarse ajustado en 40% I_{BASE} (208 A), curva Normal Inverse y un dial de 0,3 segundos. En consecuencia, independientemente de la secuencia de desconexión de la línea L-5031, la protección del autotransformador AUT-5371 en el lado de 500 kV no alcanzó a arrancar ni a operar debido al ajuste incorrecto, aun existiendo un aporte de corriente de falla suficiente durante el Evento 02.

3.2.29 Adicionalmente, ATS sustenta su posición en imágenes del resultado de simulaciones presentadas en su Informe Waylla, en las que se plantea un escenario hipotético en el cual la línea L-5031 habría desconectado dentro del tiempo correspondiente a la Zona 2 (300 ms). Sin embargo, del análisis de dichas simulaciones se verifica que la magnitud de corriente de falla (curvas rojas) tampoco alcanza el umbral del 400 % I_{BASE} (2080 A), valor con el cual se encontraba ajustada la función de sobrecorriente de tierra del autotransformador AUT-5371 (ver Figura 11). Asimismo, el resultado de estas simulaciones tampoco refleja la corriente de falla registrada por los autotransformadores AUT-5371 y AUT-5372 durante el Evento 02, en los cuales, se tuvo un aporte a la corriente de falla de hasta 1,15 kA y 1,87 kA, respectivamente, durante los primeros 300 ms (ver Figura 12).



DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

Figura 11. Resultados de simulaciones del Informe Waylla con el aporte de corriente de falla por los autotransformadores de la S.E. Poroma 500/220 kV en el Evento 02 (Fuente: ATS)

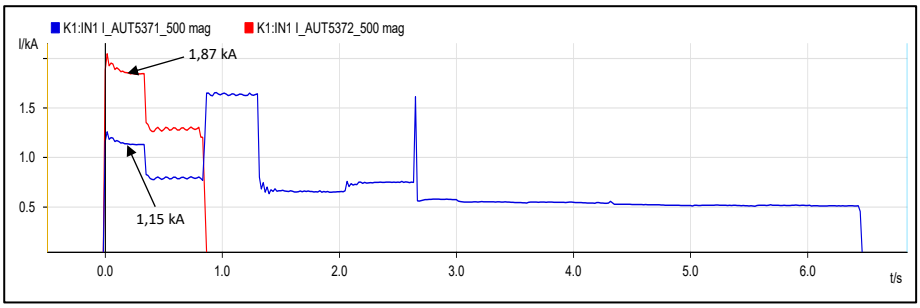


Figura 12. Registro oscilográfico de la corriente de falla por los autotransformadores AUT-5371 y AUT-5372 en el lado de 500 kV de la S.E. Poroma durante el Evento 02 (Fuente: ATS)

En ese sentido, los propios resultados de la simulación presentada por ATS no demuestran que el autotransformador AUT-5371 hubiera desconectado, aun bajo el supuesto planteado por ATS respecto de una desconexión oportuna de la línea L-5031. Por el contrario, dichos resultados confirman que el factor determinante para la no actuación del autotransformador AUT-5371 fue el ajuste incorrecto de su protección, y no la secuencia de desconexión de la línea L-5031.

3.2.30 ATS sostiene que el arranque de la función de sobrecorriente de tierra del autotransformador AUT-5371 se produjo después de la desconexión de la línea L-5031; sin embargo, dicha afirmación no se encuentra sustentada en los registros del evento. De la revisión del registro de eventos del relé de protección se evidencia que en ningún momento se produjo el arranque de la función de sobrecorriente de tierra (51N) del lado de 500 kV del AUT-5371 (ver Figura 13), ni antes ni después de la desconexión de la línea L-5031.

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

P	26/08/2025 05:37:38:331	W2 TEF START	Off
P	26/08/2025 05:37:36:665	W1 TOV START	Off
P	26/08/2025 05:37:36:660	GEN START N	On
P	26/08/2025 05:37:36:656	W2 TEF START	On
P	26/08/2025 05:37:36:634	GEN START N	Off
P	26/08/2025 05:37:36:631	W2 TEF START	Off
P	26/08/2025 05:37:36:056	W1 TOV START	On
P	26/08/2025 05:37:35:344	GEN START N	On
P	26/08/2025 05:37:35:340	W2 TEF START	On
P	26/08/2025 05:37:35:334	GEN START N	Off
P	26/08/2025 05:37:35:331	W2 TEF START	Off
P	26/08/2025 05:37:35:327	GEN START N	On
P	26/08/2025 05:37:35:323	W2 TEF START	On
P	26/08/2025 05:37:35:300	GEN START N	Off
P	26/08/2025 05:37:35:298	W2 TEF START	Off
P	26/08/2025 05:37:35:294	DRB#-INPUT28	Off
P	26/08/2025 05:37:35:290	W1 TOC START	Off
P	26/08/2025 05:37:34:850	GEN START N	On
P	26/08/2025 05:37:34:848	W2 TEF START	On
P	26/08/2025 05:37:34:844	DRB#-INPUT28	On
P	26/08/2025 05:37:34:840	W1 TOC START	On
P	26/08/2025 05:37:34:834	GEN START N	Off
P	26/08/2025 05:37:34:833	W1 TIECB OPEN	On
P	26/08/2025 05:37:34:831	W2 TEF START	Off

Figura 13. Registro de eventos del relé de protección del autotransformador AUT-5371 de la S.E. Poroma durante el Evento 02 (Fuente: ATS)

Por el contrario, luego de la desconexión del autotransformador paralelo AUT-5372, se registró el arranque de la función de sobrecorriente de fases del lado de 500 kV (W1 TOC START - ON[13]) y el arranque de la función de sobrecorriente de tierra del lado de 220 kV (W2 TEF START - ON) del AUT-5371, cuando la línea L-5031 aún se encontraba conectada y aportando corriente de falla. Sin embargo, ambas funciones se desactivan luego de la desconexión de la línea L-5031, sin que se registre una actuación, lo cual, demuestra un comportamiento contrario a lo indicado por ATS (ver Figura 14).

HORA	Secuencia	Evento
05:37:33.971		**Inicio de Falla en seccionar de barra SB-5323**
05:37:34.785	00:00:00.814	Desconexión L-2083 (Poroma - Mina Justa)
05:37:34.823	00:00:00.852	**Desconexión autotransformador AUT5372 en la S.E. Poroma 500 kV**
05:37:34.840	00:00:00.869	W1 TOC START - ON
05:37:34.848	00:00:00.877	W2 TEF START - ON
05:37:35.281	00:00:01.310	**Desconexión L-5031 en la S.E. Colcabamba 500 kV**
05:37:35.290	00:00:01.319	W1 TOC START - OFF
05:37:35.298	00:00:01.327	W2 TEF START - OFF

Figura 14. Secuencia de desconexiones y arranques del relé de protección del autotransformador AUT-5371 de la S.E. Poroma durante el Evento 02 (Fuente: ATS)

Posteriormente, la función de sobrecorriente de tierra del lado de 220 kV del autotransformador AUT-5371 registró arranques intermitentes, conforme se detalló en el numeral 6.285 del Informe Técnico, donde se indicó que la

[13] En el lado de 500 kV, el AUT-5371 tenía los ajustes aprobados en el Estudio de Operatividad, con un umbral I>675,48 (130% I_{BASE}), curva IEC Normal Inverse y un dial 1,13 segundos.

función se activaba y desactivaba sin llegar a operar, a pesar de que durante todo el periodo la corriente de falla superó el ajuste implementado[14].

3.2.31 Finalmente, cabe precisar que la función de sobrecorriente de tierra del lado de 500 kV del autotransformador AUT-5371 no presentó arranque alguno durante el Evento 02, debido a que su umbral de ajuste se encontraba en un valor elevado (2080 A), muy por encima del ajuste que debía tener implementado (208 A). Esta configuración incorrecta impidió que se produzca la activación de dicha función, ya que, en todo momento el aporte de corriente de falla por el autotransformador AUT-5371 superó el umbral de 208 A, incluso cuando la línea L-5031 permanecía conectada.

Por lo expuesto, se descarta cualquier relación entre la desconexión de la línea L-5031 y una supuesta influencia en la actuación de la protección de sobrecorriente de tierra del autotransformador AUT-5371, tal como alega ATS.

3.2.32 Por lo tanto, desde el punto de vista técnico, el argumento de ATS no desvirtúa la conclusión del COES, manteniéndose válida la asignación de responsabilidad efectuada, al haberse determinado que la persistencia de la falla durante el Evento 02 estuvo asociada a una deficiencia propia en la configuración de los ajustes de protección del autotransformador AUT-5371. En ese sentido, se mantiene lo indicado en la Decisión Impugnada respecto a que se esperaba la desconexión del autotransformador AUT-5371 en tiempo aproximado de 1,56 segundos, con lo cual, se evitaba la interrupción de suministros asociados a la SS.EE. Marcona 220/60 kV y El Hierro 220 kV.

3.2.33 Teniendo en cuenta el análisis realizado, corresponde declarar **INFUNDADA** la Tercera Pretensión Principal del recurso de reconsideración de ATS.

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* ***FUNDADA*** *la pretensión principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa CONSORCIO TRANSMANTARO S.A con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE, en consecuencia, la responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE indicadas en el Decide Primero y Decide Segundo de la decisión COES/D/DO-540-2025 corresponde ser asumida por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR*

[14] En el lado de 220 kV, el AUT-5371 tenía los ajustes aprobados en el Estudio de Operatividad, con un umbral IN>472 (40% I_{BASE}), curva IEC Normal Inverse y un dial 0,24 segundos.

SEGUNDO: *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Primera Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE. Asimismo, de acuerdo con lo indicado la presente Decisión, la responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE indicadas en el Decide Primero y Decide Segundo de la decisión COES/D/DO-540-2025 corresponde ser asumida por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR.*

TERCERO: *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Pretensión Subordinada de la Primera Pretensión principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.*

CUARTO: *Declarar* ***FUNDADA*** *la Segunda Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE. En consecuencia, se modifica la Decisión Impugnada, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.2.25 de la presente decisión, modificándose los siguientes Decides:*

> ***NOVENO****: Asignar responsabilidad a la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro, que se indican a continuación:*

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MSH-EL HIERRO(BARRA 220 KV)	4,640	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:27:00	25,00
2	MSH-JAHUAY(BARRA 10 KV)	0,120	05:37:40	06:30:40	53,00
3	MSH-MINA(BARRA 60 KV)	6,680	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:30:40	28,67
4	MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:25:00	23,00
			09:40:12	09:45:40	5,47
5	SEA-ACARI(BELLA UNIÓN)	1,500	05:37:40	06:33:48	56,13
6	SEA-AGUA SALADA(CHALA)	2,740	05:37:40	06:36:24	58,73
7	SEA-BELLAVISTA(CHALA)	0,430	05:37:40	06:36:24	58,73
8	SEA-CHALA VIEJO(CHALA)	3,650	05:37:40	06:36:24	58,73
9	SEA-CHALA(BELLA UNIÓN)	0,200	05:37:40	06:33:48	56,13

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
10	SEA-MANUEL PRADO(CHALA)	0,500	05:37:40	06:36:24	58,73
11	SEA-PLATINOS(BELLA UNIÓN)	1,200	05:37:40	06:33:48	56,13

***DECIMOCUARTO**: Asignar responsabilidad a la empresa TRANSMANTARO, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro, que se indican a continuación:*

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA(MINA JUSTA)	44,220	05:37:34	06:39:00	61,43
			07:02:00	07:54:01	52,02

***QUINTO:** Declarar **INFUNDADA** la Tercera Pretensión del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto 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