Av. El Derby 055, Edificio Cronos,
Torre 3, Piso 6, Oficina 606,
Surco (Lima – Perú)
T +(511) 641-9280

Atlantica Transmisión Sur

ATS.GG.019.2026

Sumilla : Recurso de Apelación contra la Decisión COES/D/1329-2025.

A LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES):

Atlantica Transmisión Sur S.A. (en adelante, "ATS") con R.U.C. N° 20536742248, inscrita en la Partida Electrónica N° 12512384 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima, con domicilio en Av. El Derby 055, Edificio Cronos, Torre 3, Piso 6, Oficina 606, distrito de Santiago de Surco, provincia y departamento de Lima, debidamente representada por su Gerente General, Manuel Jesús Mayorga Oré, identificado con D.N.I. N° 45458256; y, por su Apoderada, Melissa Joanne Araneda Guillén, identificada con D.N.I. N° 44551547, según poderes inscritos en la partida registral de la sociedad y obrantes en autos; a ustedes atentamente decimos:

Que, al amparo de lo dispuesto en los artículos 36° y 37° del Reglamento del COES[1], así como el numeral 3 del artículo 7° y los numerales 11.1., 11.2 y 11.5 del artículo 11° del Estatuto del COES (en adelante, el "Estatuto"), **INTERPONEMOS RECURSO DE APELACIÓN** contra la decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES, comunicada a ATS mediante la **Decisión N° COES/D-1329-2025** (en adelante, la "Decisión Impugnada") notificada con fecha 26 de diciembre de 2025.

Mediante la Decisión Impugnada, la Dirección Ejecutiva del COES declaró INFUNDADAS la Primera Pretensión Principal, la Pretensión Subordinada a la Primera Pretensión Principal y la Tercera Pretensión Principal de nuestro Recurso de Reconsideración interpuesto contra la Decisión N° COES/D/DO/540-2025, mediante la cual se decide sobre la Asignación de Responsabilidad por Transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos[2] (en adelante, la "NTCSE") del evento EV-075-2025 (en adelante, el "EV-075") ocurrido con fecha 26 de agosto de 2025 a la 01:26 h y 05:37 h., respecto a la desconexión de la S.E Poroma 500 Kv.

I. DECISIÓN MATERIA DE IMPUGNACIÓN

Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES, comunicada a ATS mediante carta **COES/D-1329-2025** notificada con fecha 26 de diciembre de 2025.

II. REQUISITOS Y PROCEDENCIA DEL RECURSO IMPUGNATORIO

[1] Aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM.

[2] Aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

A continuación, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 11.5 del artículo 11° del Estatuto, dejamos constancia del cumplimiento de los requisitos de procedencia de nuestro Recurso de Apelación:

2.1. PLAZO DE INTERPOSICIÓN

La Decisión Impugnada fue comunicada formalmente a nuestra empresa por el COES con fecha 26 de diciembre de 2025. En este sentido, cumplimos con interponer el presente Recurso de Apelación, dentro del plazo de quince (15) días hábiles, conforme se establece en el numeral 11.5 del artículo 11° del Estatuto.

2.2. IDENTIFICACIÓN DEL AGRAVIO CAUSADO POR LA DECISIÓN IMPUGNADA

Para fines del presente recurso, el agravio que invoca nuestra empresa con relación a la Decisión Impugnada es que esta imputa indebidamente responsabilidad a ATS por los eventos ocurridos en la S.E. Poroma 500 kV el 26 de agosto de 2025.

De esta manera, la Decisión Impugnada asigna indebidamente responsabilidad a ATS por el EV-075 ocurrido en la S.E. Poroma 500 kV el 26 de agosto de 2025, donde se produjeron interrupciones de suministro eléctrico en diversos clientes generándose pagos por resarcimiento por NTCSE atribuidos a ATS.

III. PETITORIO

Se solicita admitir a trámite nuestro Recurso de Apelación y se emita pronunciamiento sobre las siguientes pretensiones:

PRETENSIÓN PRINCIPAL:

Que se revoque el Decide Primero de la Decisión Impugnada y, en consecuencia, se deje sin efecto la asignación de responsabilidad del cien por ciento (100%) que se le asignó a ATS respecto al Evento de la 01:26 h, en la medida que no existe relación causal entre la condición del diferencial 87B deshabilitado y los suministros interrumpidos. Asimismo, se disponga que la responsabilidad corresponde a CTM, al existir evidencia objetiva y suficiente que así lo acredita.

PRIMERA PRETENSIÓN SUBORDINADA A LA PRETENSIÓN PRINCIPAL:

Que, en caso se desestime la Pretensión Principal, se revoque el Decide Primero de la Decisión Impugnada en el extremo que atribuye a ATS el cien por ciento (100%) de responsabilidad respecto del Evento de la 01:26 h y, en su lugar, se declare la responsabilidad conjunta entre ATS y CTM por las transgresiones a la NTCSE derivadas de dicho evento en una proporción de 16,697% para ATS y 83,302% para CTM.

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

SEGUNDA PRETENSIÓN SUBORDINADA A LA PRETENSIÓN PRINCIPAL:

En caso se desestime la Pretensión Principal, se declare al COES como responsable del Evento de la 01:26 h por no haber considerado la contingencia en la barra "b" de la S.E. Poroma 500kV, conforme lo establece el Procedimiento Técnico COES N° 08.

IV. ANTECEDENTES

4.1. Con fecha 26.08.2025, se produjo el evento EV-075-2025 en la S.E. Poroma 500 kV, el cual implicó la desconexión de diversos elementos del SEIN, generando interrupciones en el suministro eléctrico. Dicho evento comprendió, a su vez, la ocurrencia de dos fallas originadas en momentos distintos: (i) el evento ocurrido a las 01:26 h, originado por una falla en la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV, que ocasionó la interrupción de 1 173,238 MW de carga (en adelante, el "Evento 01"); y (ii) el evento ocurrido a las 05:37 h, originado por una falla monofásica en el seccionador SB-5323 de la misma barra, que implicó la interrupción de suministros por un total de 102,25 MW de carga (en adelante, el "Evento 02").

4.2. Con fecha 22.10.2025, el COES, mediante la Decisión COES/D/DO/540-2025, sustentada en el Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-075-2025 (Anexo 1-C), determinó las transgresiones a la NTCSE derivadas de los dos subeventos del EV-075, incluyendo, entre otras, las siguientes asignaciones de responsabilidad:

- Evento 01: Debido a que no se logró identificar el equipo específico en el cual se produjo la falla de la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV, el COES asignó responsabilidad conjunta a ATS y Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante, "CTM"), en tanto titulares de los equipos comprendidos en la barra, en proporción a sus aportes al COES, estableciendo un porcentaje de participación de 16,697 % y 83,302 %, respectivamente.

- Evento 02: El COES atribuyó responsabilidad a CTM por la falla en el seccionador de barra SB-5323 de la S.E. Poroma 500 kV, la cual ocasionó la interrupción del suministro en la S.E. Marcobre; y, adicionalmente, asignó responsabilidad a ATS por la interrupción de suministros en las S.E. Marcona, San Nicolás, El Hierro y Mina, al considerar que los ajustes de su autotransformador AUT-5371 no se habrían realizado conforme a lo aprobado en el Estudio de Operatividad.

4.3. Con fecha 12.11.2025, ATS interpuso un recurso de reconsideración contra la Decisión COES/D/DO/540-2025, solicitando que esta sea revocada y modificada, a efectos de dejar sin efecto la asignación de responsabilidad correspondiente al Evento 01 y modificar la asignación de responsabilidad del Evento 02.

4.4. En la misma fecha, CTM también presentó un recurso de reconsideración contra la Decisión COES/D/DO/540-2025, solicitando como pretensión principal que se asigne

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

responsabilidad a ATS por el 100% del Evento 01 al ser la deshabilitación protección diferencial de barra (87B) el elemento que permitió la falla.

4.5. Con fecha 26.12.2025, el COES, mediante la Decisión Impugnada, (i) acumuló los recursos de reconsideración de ATS y CTM, (ii) declaró infundadas las pretensiones formuladas por ATS en su recurso de reconsideración y (iii) declaró fundada la pretensión principal de CTM.

V. FUNDAMENTOS DE HECHO Y DE DERECHO

A) SOBRE LA PRETENSIÓN PRINCIPAL

No existe relación de causalidad entre la deshabilitación del diferencial y la ocurrencia del Evento 01

5.1. En la Decisión Impugnada el COES determina 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, debido a que de haber estado habilitada la protección 87B, la falla hubiera sido despejada y no se hubieran interrumpido los suministros.

Así, la Decisión Impugnada considera que, al ser ATS titular de dicha protección diferencial y ser el responsable de su deshabilitación, le corresponde asumir responsabilidad por el Evento 01.

5.2. Al respecto, se debe tener en cuenta que la causa adecuada ha sido definida a nivel jurisprudencial, como "*aquella causal que normalmente produce el resultado* [daño]"[3]. En la misma línea, doctrina ampliamente citada señala que "*el procedimiento para individualizar la adecuación se vale de un juicio ex ante: se remonta al momento de la acción y se juzga como si el evento debiese aún producirse*"[4] (énfasis agregado).

5.3. En consecuencia, la determinación de la causa adecuada no puede construirse a partir del resultado ya ocurrido (las interrupciones por el Evento 01), sino que exige analizar las condiciones existentes al momento del hecho (condiciones operativas del sistema a las 01:26h del 26.08.2025) y, sobre esa base, identificar cuál era el factor que, bajo dichas condiciones, podía normalmente producir el daño.

5.4. En este sentido, aplicando este criterio al presente caso, no puede sostenerse que la deshabilitación del sistema de protección diferencial de barra (87B) constituya la causa adecuada del Evento 01. Ello debido a que, al momento de la ocurrencia del evento, el

[3] Casación N° 412-2016 (Lambayeque).

[4] Espinoza Espinoza, J. (2002). Hacia una interpretación sistemática del nexo causal en materia de responsabilidad civil. *Revista de Derecho Civil, Penal y Procesal, Vol.59 (N°2)*, (pp.97-110), p.105.

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

sistema operaba bajo condiciones en las que dicho esquema de protección ya se encontraba deshabilitado, situación que era preexistente, conocida y asumida como parte del estado operativo del sistema.

5.5. En efecto, el día en que se produjo el EV-075, el diferencial 87B se encontraba deshabilitado como consecuencia de los trabajos de refuerzo correspondientes a la "Ampliación de la S.E. Poroma 500/200 kV", que ATS venía ejecutando en cumplimiento de los compromisos asumidos en el Contrato de Concesión del Sistema Garantizado de Transmisión "Línea de Transmisión SGT 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo". Esta circunstancia era plenamente conocida tanto por el COES como por los agentes del SEIN, razón por la cual fue incorporada en la programación de la operación durante todo el período de su deshabilitación. Adjuntamos la incorporación de ello en el PDI y el PSI correspondiente:

ITEM	EMPRESA	UBICACION	EQUIPO	COD	INICIO	FINAL	DESCRIPCION	MW INDISP.	Dispon	Interrupc.	TIPO	PROGR.
6	ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA A_500KV	13882	26/08/2025 00:00	27/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO

Fuente: Programa Diario de intervenciones del 26.08.2025, Anexo 1 - Intervenciones

EMPRESA	UBICACION	EQUIPO	COD	INICIO	FINAL	DESCRIPCION	MW INDISP.	Dispon	Interrupc.	Sist. Aisl.	Prov.	TIPO	PROGR.
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA A_500KV	13882	23/08/2025 00:00	24/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA A_500KV	13882	24/08/2025 00:00	25/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA A_500KV	13882	25/08/2025 00:00	26/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA A_500KV	13882	26/08/2025 00:00	27/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA A_500KV	13882	27/08/2025 00:00	28/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA A_500KV	13882	28/08/2025 00:00	29/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA A_500KV	13882	29/08/2025 00:00	30/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA B_500KV	13883	23/08/2025 00:00	24/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA B_500KV	13883	24/08/2025 00:00	25/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA B_500KV	13883	25/08/2025 00:00	26/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA B_500KV	13883	26/08/2025 00:00	27/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA B_500KV	13883	27/08/2025 00:00	28/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA B_500KV	13883	28/08/2025 00:00	29/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO
ATLANTICA TRANSMIS	POROMA	BARRA B_500KV	13883	29/08/2025 00:00	30/08/2025 00:00	Proyecto Refuerzos: Indisponibilidad de la protección diferencial de barras 500KV por conexión de nueva UB-87B hacia la UC existente, Configuración y Pruebas.	0	E/S	NO	NO	NO	GIZACION DE NUEVOS EQUIPOS O INSTALACI	PROGRAMADO

Fuente: Programa Semanal de intervenciones

5.6. Así, el COES programó y operó el SEIN sobre la base de la premisa expresa de que el diferencial 87B se encontraba deshabilitado. Esa misma premisa —que define las condiciones de normalidad concurrentes— es la que necesariamente debía guiar el análisis

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

de la asignación de responsabilidad del Evento 01, y no ser desconocida *ex post* para efectos de imputación.

5.7. Resulta entonces evidente que, bajo dichas condiciones concurrentes, la deshabilitación del diferencial no es el hecho que normalmente produce una interrupción del suministro, sino una condición del entorno técnico existente. El diferencial, al encontrarse deshabilitado por una necesidad operativa impostergable y bajo conocimiento del COES y de los agentes, no estaba llamado a actuar.

5.8. Cabe precisar que, conforme al criterio de causalidad adecuada, el solo hecho de que un equipo se encuentre indisponible no constituye, por sí mismo, una causa idónea para atribuir responsabilidad por interrupciones del suministro, salvo que dicha indisponibilidad sea la que directamente determine la interrupción.

5.9. De hecho, el mismo Procedimiento Técnico COES N°40 "Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE" [5] ("PR-40), reconoce lo indicado en el párrafo anterior, al solo establecer la asignación de responsabilidades por dos supuestos: (i) eventos imprevistos (Numeral 9) y (ii) por eventos programados que comprometen programación de interrupciones (Numeral 10). Fuera de dichos supuestos, no corresponde la asignación de responsabilidad.

5.10. Un ejemplo ilustrativo de lo anterior lo constituyen los mantenimientos programados que no implican interrupción del suministro, los cuales se realizan de manera cotidiana en el SEIN. En tales casos, el COES no atribuye responsabilidad a los titulares de dichos mantenimientos por transgresiones vinculadas a fallas fortuitas ocurridas en instalaciones de terceros, aun cuando estas se encuentren dentro de la zona de influencia o impacto del mantenimiento. Ello se explica porque el PR-40 establece expresamente que, ante un evento imprevisto, la responsabilidad corresponde al titular de la instalación en la que dicho evento se produce.

5.11. La deshabilitación del sistema diferencial 87B es similar al caso de los mantenimientos programados, dado de que dicha deshabilitación no genera por sí misma interrupciones del suministro, ni constituye una condición operativa anómala capaz de producir transgresiones a la NTCSE. Prueba inequívoca de ello es que, durante todo el periodo previo al Evento 01 en el que dicho sistema se mantuvo deshabilitado, no se registró interrupción alguna del suministro, lo que descarta de manera objetiva que su indisponibilidad sea la causa adecuada de las interrupciones ocurridas con ocasión del referido evento.

5.12. Un escenario distinto se habría configurado si el diferencial, estando habilitado, hubiese operado de manera indebida de manera fortuita (supuesto del numeral 9 del PR-40) o si

[5] "Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE", aprobado por Resolución Ministerial N° 237-2012-MEM/DM.

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

desde su inclusión en la programación de intervenciones se hubiera previsto que se comprometía la interrupción de suministros (supuesto del numeral 10 del PR-40). Sin embargo, ninguno de dichos supuestos se configuró, el diferencial estuvo deshabilitado desde antes que se produjera el evento y su indisponibilidad no comprometía la interrupción de los suministros del Evento 01, sino, que **estos se vieron interrumpidos por la falla imprevista producida en la barra "B" de la S.E. Poroma 500kV.**

5.13. Sostener un criterio distinto, como el que se ha tomado en la Decisión Impugnada, contraviene el principio de causalidad adecuada consagrado en la normativa aplicable y desarrollado por la jurisprudencia. Hemos señalado que la deshabilitación del diferencial debe entenderse por el COES como se entienden los mantenimientos programados, en ese sentido, no corresponde que se asigne responsabilidad, pues que un equipo se encuentre en mantenimiento o que el diferencial esté deshabilitado es parte de la realidad operativa de un momento dado y, por tanto, no puede ser causa de interrupciones sobrevinientes.

5.14. Adicionalmente, el criterio adoptado en la Decisión Impugnada genera incentivos contrarios a la seguridad y a la correcta gestión de las instalaciones eléctricas. En efecto, dicho enfoque permite que el agente cuya instalación efectivamente falla eluda su responsabilidad, trasladándola a otro agente cuya infraestructura no ha presentado falla alguna, únicamente por la existencia de una indisponibilidad que no determinó el evento. Ello desnaturaliza el régimen de responsabilidad y debilita los incentivos para que los titulares velen por el adecuado funcionamiento y mantenimiento de sus instalaciones.

5.15. Más aún, en el presente caso, este criterio resulta particularmente **irrazonable**, en la medida en que la deshabilitación del sistema 87B obedece a la ejecución de un reforzamiento en el Sistema Garantizado de Transmisión, esto es, a una intervención destinada a mejorar la confiabilidad y seguridad del SEIN en su conjunto. Pese a ello, se pretende imponer a ATS una carga adicional **por un evento que no le es objetivamente atribuible ni fue por ella determinado**, penalizando injustificadamente una actuación orientada al interés general del sistema eléctrico.

5.16. En este contexto, atribuir a ATS la responsabilidad total por el Evento 01 sobre la sola base de la deshabilitación del sistema 87B implica confundir una condición operativa preexistente con la causa adecuada del evento, desnaturalizando el criterio de causalidad exigido por la normativa vigente y la jurisprudencia aplicable. En los hechos, ello conduce a ocultar la verdadera causa adecuada de las transgresiones a la NTCSE, las cuales —como se desarrollará en los apartados siguientes— no pueden, bajo ningún análisis técnico ni jurídico razonable, ser imputadas a ATS.

5.17. De esta manera, se demuestra que no existe relación de causalidad entre la deshabilitación del diferencial 87B y las interrupciones del suministro producidas en el Evento 01, toda vez que las condiciones operativas existentes al momento del evento ya consideraban que dicho sistema no debía actuar. Así, la asignación de responsabilidad a ATS por el Evento

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

01 efectuada por la Decisión Impugnada resulta irrazonable, incongruente y jurídicamente insostenible al vulnerar el principio de causalidad que rige la determinación de responsabilidades en el marco de la NTCSE, por lo que debe ser revocada.

Existe evidencia suficiente para determinar que CTM es el responsable exclusivo por el Evento 01

5.18. Habiéndose acreditado que la causa adecuada del Evento 01 no corresponde a la deshabilitación del diferencial 87B, en tanto dicho hecho no constituye la causa determinante de las transgresiones a la NTCSE asociadas a dicho evento —conforme al análisis técnico, jurisprudencial y doctrinalmente aceptado ya expuesto—, corresponde poner de manifiesto que el COES no ha aplicado correctamente el inciso del literal a) del numeral 3.5 de la NTCSE[6], al haber asignado responsabilidad a ATS de manera indebida **sin considerar el sustento técnico y factico que acredita que la falla originaria y determinante de las trasgresiones a la NTCSE del Evento 01 se produjo en equipos de CTM**.

5.19. De acuerdo con el inciso el literal a) del numeral 3.5 de la NTCSE, el COES tiene la obligación de investigar e identificar mediante un análisis estrictamente técnico al agente en cuyas instalaciones se origina el evento. Es decir, la normativa aplicable exige al COES realizar un análisis técnico riguroso orientado a determinar al responsable objetivo.

5.20. Tal como se desarrolló y acreditó en el recurso de reconsideración, existen múltiples elementos técnicos objetivos que evidencian que **la falla que dio lugar al Evento 01 se produjo en las instalaciones de CTM**, los cuales no han sido debidamente valorados por el COES. Entre dichos elementos destacan las fallas verificadas con posterioridad al evento en el Reactor R-33 y el Seccionador SB-5323, sobre la cual nos permitimos reiterar lo indicado en nuestro recurso de reconsideración:

(i) Falla del Reactor R-33

Se evidenció que a las 02:16:18 h, es decir, aproximadamente 50 minutos después del inicio del Evento, CTM **conectó el reactor R-33 en la S.E. Poroma 500 kV, mediante el cierre del interruptor IN-5136 para regular la tensión en la S.E. Poroma**".

[6] "*3.5 En casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro (en adelante Evento), el COES está obligado a asignar responsabilidades y a calcular las compensaciones correspondientes. En concordancia con los numerales III y 3.2, en todos los casos que resulte responsable un Usuario Libre, asumen dicha responsabilidad sus respectivos Suministradores de acuerdo al Procedimiento COES, por lo que la decisión del COES deberá considerar este aspecto.*

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

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

Posteriormente, se desconectó el reactor R-33 debido a actuación del disparo por 87T. El reactor quedó fuera de servicio hasta el 27 de agosto de 2025 a las 17:18 horas, luego de concluir el mantenimiento de limpieza de aislamiento.

Debe advertirse la particularidad de esta secuencia, pues la falla y posterior desconexión del reactor R-33 no solo constituyen un hecho aislado posterior al evento principal, sino que reflejan una continuidad en las anomalías operativas originadas en las instalaciones de CTM.

La necesidad de ejecutar un mantenimiento por limpieza de aislamiento (que mantuvo el reactor fuera de servicio hasta el 27 de agosto de 2025) confirma que la perturbación inicial generó efectos directos sobre equipos bajo titularidad de dicha empresa, revelando un escenario técnico en el que la causa del Evento se vincula estrechamente con condiciones internas de sus equipos. Este elemento, omitido en el análisis del COES, refuerza la relación causal exclusiva entre la falla del sistema de CTM y las consecuencias del Evento 01.

(ii) <u>Falla en el Seccionador SB-5323</u>

Asimismo, se evidenció que a las 05:37:33.971 h se produjo una falla monofásica en la fase "R" del seccionador de barra "B" SB-5323, asociado a la celda de la línea L-5033 (Yarabamba – Poroma) de 500 kV en la S.E. Poroma". Se agrega sobre ello que "de acuerdo con lo informado por la empresa CTM, titular del equipo, esto se produjo por pérdida de aislamiento debido a condiciones atmosféricas adversas y tensión de operación alrededor de 540 kV.

Nuevamente, la descripción técnica de las acciones posteriores al inicio del Evento 01 evidencia un modo de falla concreto en las instalaciones eléctricas de CTM, aspecto que no ha sido tomado en cuenta para individualizar la responsabilidad sobre la empresa. Al mismo tiempo, fallos similares no se registran en las instalaciones de ATS, siendo por tanto injustificado atribuir responsabilidad a ambas empresas.

Este hecho técnico no solo revela un nexo causal directo entre las instalaciones de CTM y el Evento 01, sino que también descarta la participación o incidencia alguna de equipos pertenecientes a ATS. En tal sentido, la ocurrencia de esta falla y su relación con la barra "B" de 500 kV refuerzan la conclusión de que las consecuencias del Evento se originaron exclusivamente en la infraestructura de CTM, sin que exista fundamento para atribuir responsabilidad compartida.

5.21. Adicionalmente, **se verifica que un día después del Evento 01, CTM inició labores de mantenimiento correctivo en sus equipos conectados a la Barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV, lo cual resulta plenamente consistente con la materialización de una falla en sus instalaciones**:

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

Tipo	Empresa	Ubicación	Tipo Equipo	Equipo	Inicio	Final	Descripción	PROG
EJECUTADOS	TRANSMANTARO	POROMA	CELDA	CL-5033	26/08/2025 11:50:00	26/08/2025 16:35:00	LIMPIEZA DE AISLAMIENTO CON BARRA B FUERA DE SERVICIO. (R0121567)	F

Fuente: Programa Semanal de Intervenciones - Anexo 5: Regiones de Seguridad de la Semana Operativa N° 34 del 23 al 29 de agosto de 2025

5.22. En contraste, ninguno de los equipos de ATS requirió la ejecución de mantenimientos correctivos con posterioridad al Evento 01, lo que constituye un indicador técnico (prueba indiciaria) de que la falla no se originó en sus instalaciones. La necesidad de realizar múltiples mantenimientos correctivos se presentó únicamente en las instalaciones de CTM, lo que refuerza de manera consistente la responsabilidad del evento hacia dicha empresa.

5.23. Así, no se ha identificado daño, falla operativa, ni comportamiento anómalo en ningún equipo de ATS que permita siquiera inferir una participación causal, directa o indirecta, en la producción del Evento 01.

5.24. Si bien el COES sostiene en la Decisión Impugnada que los mantenimientos correctivos ejecutados por CTM no constituyen evidencia suficiente para acreditar que la falla se haya originado en sus equipos y no en los de ATS, omite considerar el mandato expreso del supuesto literal a) del numeral 3.5 de la NTCSE, que le impone la obligación de realizar un análisis técnico a efectos de identificar al responsable, en la medida que omite analizar la evidencia técnica (registros y programas de mantenimientos correctivos) que evidencian que las únicas fallas asociadas al Evento 01 provinieron de equipos de CTM por lo que únicamente este agente puede ser el responsable.

5.25. En adición a ello, aun cuando el COES pretendiera sostener que no cuenta con elementos suficientes para atribuir responsabilidad exclusiva a CTM -a pesar de que sí los hay, como se ha demostrado-, la evidencia existente resulta más que suficiente para deslindar responsabilidad de ATS, en la medida en que: (i) ninguno de los registros técnicos verifica que la falla se haya producido en sus instalaciones, y (ii) ninguna de sus instalaciones presentó fallas que hayan requerido mantenimiento correctivo.

5.26. Así, la Decisión Impugnada se encuentra viciada por falta de debida motivación[7] en tanto no solo omitió valorar de manera integral y razonada los medios probatorios que acreditan que la falla que dio lugar al Evento 01 se produjo en las instalaciones de CTM, sino que

[7] El Tribunal Constitucional ha reconocido en múltiples ocasiones que el principio de motivación resulta aplicable a su vez en las relaciones interprivados (como lo la del COES y sus integrantes) en tanto garantía del debido proceso que constituye un límite frente a la arbitrariedad (Expediente N° 04241-2004-AA).

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

además prescindió por completo de analizar y pronunciarse sobre los argumentos técnicos y jurídicos que demuestran que **ATS no tuvo intervención alguna en la transgresión a la NTCSE**.

5.27. En consecuencia, al no haber atribuido la responsabilidad de manera exclusiva a CTM, pese a la evidencia técnica objetiva y suficiente que así lo exigía, y haberla asignado indebidamente a ATS, el COES incurre en una inobservancia directa del literal a) del numeral 3.5 de la NTCSE, así como en una indebida y deficiente motivación de su decisión, al prescindir del análisis de hechos determinantes que acreditan de manera objetiva la exclusión de ATS de cualquier participación causal en el Evento 01.

5.28. Por tanto, corresponde reconocer que la responsabilidad por el Evento 01 debió ser atribuida íntegramente a CTM, excluyendo a ATS de cualquier asignación de responsabilidad, en estricta aplicación del marco normativo vigente y de los principios de causalidad, razonabilidad y debida motivación que rigen la determinación de responsabilidades en el sistema eléctrico.

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

B) SOBRE LA PRIMERA PRETENSIÓN SUBORDINADA A LA PRETENSIÓN PRINCIPAL

En el supuesto negado de que CTM no sea considerado responsable exclusivo, solicitamos considerar una responsabilidad conjunta

5.29. Sin perjuicio de lo expuesto en los numerales precedentes, en el supuesto negado de que el Directorio del COES considere que no corresponde atribuir responsabilidad exclusiva a CTM por el Evento 01, resulta necesario precisar que tampoco sería jurídicamente sostenible mantener la imputación del cien por ciento (100%) de responsabilidad a ATS, pues ello exige (como presupuesto mínimo) la identificación objetiva y concluyente de un nexo causal exclusivo entre una conducta atribuible a ATS y la totalidad de las transgresiones a la NTCSE derivadas del Evento 01, extremo que no ha sido acreditado.

5.30. En efecto, incluso bajo el razonamiento del COES referido a la incidencia de la condición operativa del esquema de protección diferencial de barras (87B) sobre la propagación del evento, dicha condición únicamente podría configurar un factor concurrente que habría influido en la extensión de los efectos del disturbio, mas no permite sostener que ATS haya sido el único agente responsable del evento ni de las interrupciones resultantes. Ello es consistente con el propio estándar técnico-jurídico de asignación de responsabilidades previsto en el numeral 3.5 de la NTCSE.

5.31. En esa línea, corresponde advertir que el COES sí reconoció originalmente la imposibilidad de identificar el equipo específico en el cual se produjo la falla en la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV y, por tanto, aplicó el inciso ii) literal d) del numeral 3.5 de la NTCSE, determinando una responsabilidad conjunta entre ATS y CTM por las interrupciones derivadas del Evento 01. Este criterio de asignación conjunta no sólo resultaba plenamente compatible con el marco normativo aplicable, sino que además respondía a un estándar

mínimo de razonabilidad al reconocer que, sin identificación del punto de falla, no es procedente trasladar íntegramente la responsabilidad a un solo agente.

5.32. Por lo demás, el propio COES, en la Decisión COES/D/DO/540-2025, estableció que, tratándose de titulares comprendidos en una misma barra y ante imposibilidad de individualización del punto de falla, la atribución proporcional debía realizarse en función a los aportes de cada titular a la instalación involucrada, estableciendo un porcentaje de participación 16,697% para ATS y 83,302% para CTM.

5.33. En consecuencia, en caso el Directorio mantenga una responsabilidad compartida para el Evento 01, corresponde aplicar el mismo criterio objetivo y la misma proporción originalmente fijada, en tanto se trata del único parámetro técnico-administrativo previamente definido por el COES para reflejar la participación relativa de cada agente en la infraestructura asociada a la barra "B".

5.34. En suma, la alternativa de responsabilidad conjunta constituye una solución jurídicamente válida y coherente con el numeral 3.5 de la NTCSE, y permite corregir la desproporción generada por una imputación total a ATS **en ausencia de identificación del punto de falla**. Por ello, solicitamos que, de no estimarse la pretensión principal de atribución exclusiva a CTM, se declare la responsabilidad conjunta de ATS y CTM respecto del Evento 01 y que, en consecuencia, el cálculo de resarcimientos y demás efectos asociados se efectúe conforme al criterio originalmente adoptado por el COES, esto es, 16,697% para ATS y 83,302% para CTM.

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

C) SOBRE LA SEGUNDA PRETENSIÓN SUBORDINADA A LA PRETENSIÓN PRINCIPAL

El COES no ha aplicado correctamente los criterios de seguridad establecidos en el Procedimiento Técnico

5.35. Sin perjuicio de lo expuesto en los numerales precedentes, en el supuesto negado que se considere que la responsabilidad por el Evento 01 recae en ATS, o de manera conjunta en ATS y CTM, corresponde igualmente incluir al COES como responsable, en tanto contaba con las herramientas normativas, técnicas y operativas para evitar o, cuando menos, mitigar las transgresiones a la NTCSE, mediante la correcta aplicación de los criterios de operación establecidos en el Procedimiento Técnico N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN"[8] ("PR-08"), lo cual no ocurrió.

5.36. A saber, el PR-08 define como su objetivo lo siguiente:

"1. OBJETIVO

[8] Aprobado por Resolución N° 247-2014-OS-CD.

Definir los criterios de Seguridad a ser utilizados en la programación de la operación del SEIN en el Corto Plazo y en la Reprogramación de la Operación Diaria. Así como, establecer las consideraciones y metodología para la programación de la operación de Unidades de Generación fuera del Despacho Económico por Seguridad, con la finalidad de garantizar la continuidad del suministro eléctrico en el SEIN, ante posibles Contingencias de elementos de transmisión de Sistemas de Transmisión Troncales Nacionales (STTN) y Sistemas de Transmisión Troncales Regionales (STTR) u otros equipos que, a criterio del COES, requieran ser incluidos ante (i) posibles contingencias; o, (ii) con la finalidad de atenuar o evitar las interrupciones de suministro." (Énfasis agregado)

5.37. Es decir, el PR-08 impone al COES la obligación expresa de considerar, en la programación de la operación del SEIN, posibles contingencias de elementos de transmisión u otros equipos que, a su criterio, deban ser incluidos, ya sea ante: (i) la probabilidad de ocurrencia de contingencias, o (ii) la necesidad de atenuar o evitar interrupciones del suministro.

5.38. Dicho mandato no se limita a una enumeración cerrada de equipos, sino que reconoce al COES un deber activo de análisis preventivo, acorde con la criticidad e impacto sistémico de las instalaciones involucradas.

5.39. Bajo dicho objetivo, el numeral 6.2 del PR-08 establece que el COES deberá evaluar contingencias simples (N-1), esto es, cuando se pierda un elemento del sistema.

"6.2 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 (para Periodos de Avenidas y Estiaje), 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.

La relación de los equipos considerados será publicada en el portal Web del COES. Dicha relación deberá ser actualizada anualmente o cuando ocurran cambios importantes en la topología del SEIN, como el ingreso de nuevas instalaciones de generación que no fueron tomadas en cuenta, o demás circunstancias que a criterio del COES amerite su actualización." (Énfasis agregado)

5.40. No obstante, el COES indicó en la Decisión Impugnada que el PR-08 "*no incluye fallas en barra, las cuales, por su naturaleza, pueden implicar la desconexión simultánea de múltiples equipos*" a efectos de justificar la omisión de su análisis operativo respecto de la Barra de 500 kV de la S.E. Poroma.

5.41. Tal interpretación resulta contraria al texto como a la finalidad del PR-08, en la medida en que dicho procedimiento no limita el análisis de contingencias a un listado cerrado de equipos, sino que faculta y obliga expresamente al COES a evaluar equipos y contingencias adicionales, atendiendo a la severidad de las fallas y a su impacto potencial sobre la

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

continuidad y seguridad del sistema, precisamente con la finalidad de atenuar o evitar interrupciones del suministro.

5.42. Al respecto, COES ha señalado que no se incluye fallas en barras porque ello implicaría una desconexión simultánea de múltiples equipos. Es decir, estaría indirectamente diciendo que no se trataría de una contingencia N-1. No obstante, la interpretación del COES resulta técnicamente incorrecta al asociar el concepto de contingencia simple (N-1) con la cantidad de equipos que se desconectan como consecuencia de un evento. Desde la perspectiva de la seguridad operativa, el criterio N-1 se define por la pérdida inicial de un único elemento del sistema, y no por el número de instalaciones que resultan afectadas aguas abajo como efecto funcional de dicha pérdida. En sistemas de transmisión de alta tensión, es técnicamente previsible que la falla de un solo elemento estructural como una barra provoque la desconexión simultánea de múltiples líneas o equipos conectados, sin que ello desnaturalice el carácter N-1 de la contingencia.

5.43. En efecto, el análisis N-1 existe precisamente para evaluar escenarios en los que la pérdida de un elemento crítico puede generar impactos sistémicos relevantes. Confundir el efecto del evento (desconexión de varios equipos) con su causa inicial (falla de un único elemento) supone una distorsión del criterio de seguridad operativa, pues excluir del análisis aquellos elementos cuya falla tiene mayor severidad vacía de contenido la finalidad preventiva del PR-08 y contradice los principios de gestión de riesgo que sustentan dicho procedimiento.

5.44. En ese sentido, sostener que una falla en barras no constituye una contingencia N-1 por implicar la desconexión simultánea de múltiples equipos resulta contrario tanto al texto como a la finalidad del PR-08, el cual impone al COES un deber de evaluación preventiva atendiendo a **la severidad del evento y su impacto potencial sobre la continuidad del suministro (el PR-08 no limita a líneas, sino se refiere a "equipos de transmisión")**.

Precisamente, cuando la pérdida de un único elemento (como la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV) puede desencadenar consecuencias de gran magnitud, el análisis N-1 no solo es aplicable, sino estrictamente necesario.

5.45. En efecto, son justamente las contingencias simples (N-1) las que, dependiendo de la criticidad del elemento afectado, pueden desencadenar la pérdida sucesiva de otros equipos y derivar en eventos de mayor magnitud, razón por la cual el PR-08 impone al COES un deber de análisis preventivo ex ante, orientado a anticipar dichos escenarios y adoptar medidas operativas que permitan evitarlos o, cuando menos, mitigar sus efectos. Desconocer este alcance del PR-08 vacía de contenido su finalidad preventiva y deviene en una omisión de la función del COES como programador y operador del sistema.

5.46. Ahora, si bien la Barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV no se encuentra incluida en la relación de equipos referidos en el numeral 6.2 del PR-08 —relación que, además, no se encuentra actualizada, dado que su última versión fue publicada en 2024, pese a que el propio procedimiento establece que debe actualizarse como mínimo de manera anual—, **la**

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

magnitud y severidad de una eventual contingencia en dicha instalación imponían al COES el deber de considerarla en su análisis operativo en virtud del PR-08. En todo caso, COES tiene la obligación de sustentar por qué motivo no consideró esta instalación si la misma implicaba una eventual consecuencia severa para el SEIN.

5.47. Resulta ampliamente conocido que, para el área sur del SEIN, la S.E. Poroma 500 kV constituye una instalación crítica, en tanto concentra los enlaces L-5031/L-5032 (Colcabamba/Chilca – Poroma) y L-5033/L-5034 (Poroma – Yarabamba/Ocoña). La desconexión simultánea de cualquiera de estos enlaces, cuando transportan flujos superiores al 30 % de la demanda del área sur, genera un riesgo cierto de colapso de dicha área, con consecuencias severas sobre la continuidad del suministro eléctrico.

5.48. En ese contexto, resulta evidente que el COES debió prever y analizar contingencias asociadas a la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV, en cumplimiento de lo dispuesto por el PR-08 y con ello prever acciones a efectos de anular o contrarrestar dichas contingencias. No obstante, ello no ocurrió: ni en la programación mensual, ni en la semanal, ni en la diaria, el COES evaluó escenarios de desconexión de la barra "B" de 500 kV de la referida subestación, omisión que resulta incompatible con su rol de operador del sistema y con los mandatos del procedimiento técnico aplicable.

5.49. De haberse efectuado dicho análisis preventivo como lo ordena el PR-08, el COES hubiera identificado desde la programación medidas que contrarresten las contingencias en dicha barra y así las interrupciones del suministro pudieron haberse evitado o, cuando menos, su magnitud habría sido significativamente mitigada. Cabe resaltar que era una obligación expresa del COES prever este tipo de contingencias relevantes, especialmente tratándose de una instalación de alta criticidad sistémica.

5.50. En consecuencia, la omisión del COES constituye un factor relevante en la producción y agravamiento de las transgresiones asociadas al Evento 01, lo que justifica plenamente su inclusión como responsable.

VI. SOLICITAMOS EL USO DE LA PALABRA

5.51. Finalmente, solicitamos se nos otorgue el uso de la palabra con la finalidad de que podamos exponer oralmente los argumentos que sustentan nuestra impugnación contra la Decisión Impugnada, en virtud del numeral 3 del art. 11.7 del Estatuto del COES.

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248

Av. El Derby 055, Edificio Cronos,
Torre 3, Piso 6, Oficina 606,
Surco (Lima – Perú)
T +(511) 641-9280

Atlantica Transmisión Sur

POR TANTO: De acuerdo con los argumentos expuestos, solicitamos al Directorio del COES tenga por presentado nuestro Recurso de Apelación contra la Decisión Impugnada, y sea declarado FUNDADO en todos sus extremos.

Lima, 19 de enero de 2026

Manuel Jesús Mayorga Oré
Gerente General
Atlantica Transmisión Sur S.A.

Melissa Joanne Araneda Guillén
Apoderada
Atlantica Transmisión Sur S.A.

Registro de Personas Jurídicas Partida 12512384 - 20536742248