

**TRIBUNAL DE APELACIONES DE SANCIONES
EN TEMAS DE ENERGIA Y MINERIA
OSINERGMIN**

SALA 1

RESOLUCIÓN N° 280-2018-OS/TASTEM-S1

Lima, 30 de noviembre de 2018

VISTO:

El Expediente N° 201600164754 que contiene el recurso de apelación interpuesto el 7 de setiembre de 2018 por COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A. (en adelante, ANTAPACCAY), representada por el señor Aldo Daniel Cáceres Martínez, contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 2007-2018 de fecha 9 de agosto de 2018, mediante la cual se la sancionó por incumplir la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aprobada por Resolución Directoral N° 243-2012-EM-DGE (en adelante, NTIITR), en el primer semestre de 2015.

CONSIDERANDO:

1. Mediante Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 2007-2018 del 9 de agosto de 2018, se sancionó a ANTAPACCAY con una multa de 5.14 (cinco con catorce centésimas) UIT, por no haber cumplido con el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.2.2¹ del referido cuerpo normativo.

Cabe señalar que el incumplimiento imputado se encuentran tipificado en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD² (en adelante, Escala de Multas y Sanciones de la GFE).

2. Mediante escrito de registro N° 201600164754 del 7 de setiembre de 2018, ANTAPACCAY

¹ NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE

TÍTULO CUARTO

4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA

(...)

4.2 Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP

Para el logro de la adecuación de los sistemas SCADA/ICCP de las empresas requeridas de intercambiar información en tiempo real usando la RIS, se ha definido las siguientes etapas:

(...)

4.2.2 Segunda Etapa. En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 90% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error anual acumulado de 438 horas para el periodo de control semestral, por nodo (empresa). La duración de esta etapa será de un (1) año, a partir de la finalización de la Primera etapa.

(...)"

² ANEXO 1 DE LA ESCALA DE MULTAS Y SANCIONES DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA RESOLUCIÓN N° 028-2003-OS/CD

N°	TIPIFICACIÓN DE INFRACCIÓN	BASE LEGAL	SANCIÓN
1.10	Incumplir la ley, el Reglamento, las normas, Resoluciones y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección u OSINERG, así como las demás normas legales, técnicas y otras vinculadas con el servicio eléctrico.	Art. 201º Inc. p) del Reglamento	Amonestación De 1 a 1000 UIT

interpuso recurso de apelación contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 2007-2018, en atención a los siguientes argumentos:

- a) Sostiene que, en el Informe Técnico N° DSE-UGSEIN-386-2016, notificado por Osinergmin mediante Oficio N° 2269-2016 de fecha 15 de diciembre de 2016 y recogido por el Oficio IPAS N° 662-2018, se evidencia que ANTAPACCAY no solo cumple constantemente con la normativa aplicable, sino que en todo momento conto con un sistema confiable y compatible para tal fin.

Así, en el primer semestre del 2015, ANTAPACCAY mantuvo el envío constante de la información en tiempo real por protocolo ICCP hacia los servidores del COES, siendo que sus servidores de envío estaban correctamente configurados y enlazados con el servidor del COES; sin embargo, por problemas de actualización de índices de disponibilidad en los servidores del COES, que se acentuaron en dicho periodo, se habría producido el bajo valor de índice de disponibilidad registrado en el reporte del COES (45.591%), situación que no configura un incumplimiento de la recurrente.



Añade que, dichos problemas de actualización motivaron a ANTAPACCAY a tomar contacto con el personal del COES, conforme consta en los correos adjuntos, luego de las coordinaciones y pruebas realizadas, con fecha 22 de junio de 2015, se superaron los problemas de actualización de los índices de disponibilidad en el Portal de Transferencias de señales ICCP.

En este sentido, solicita se tenga en consideración el principio de presunción de veracidad que establece que en la tramitación del procedimiento administrativo, se presume que los documentos y declaraciones formulados por los administrados responden a la verdad de los hechos que ellos afirman; así como, lo establecido en el numeral 21.2 del artículo 21° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD (en adelante, RCD N° 040-2017-OS/CD) que señala que la documentación presentada por el agente supervisado se presume cierta, salvo prueba en contrario.



- b) Indica que, conforme a lo señalado en la resolución de Sala Plena del Tribunal de Apelaciones de Sanciones en temas de Energía y Minería N° 001-2016-OS/STOR-TASTEM que aprobó entre otros, el lineamiento resolutivo XI referido a la suficiencia probatoria en las infracciones relativas a magnitudes físicas, en base al principio de verdad material la autoridad debe verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual debe adoptar todas las actuaciones probatorias que resulten necesarias para acreditar la ocurrencia de los hechos imputados a título de infracción, más aun cuando la insuficiencia probatoria o la duda razonable debe derivar en el archivo del procedimiento en función a la presunción legal de licitud que reviste el actuar del administrado. Por tanto, la autoridad administrativa no puede motivar sus decisiones en hechos respecto de los cuales no existe certeza de acuerdo a los medios probatorios obrantes en el expediente ni en fórmulas generales o vacías de fundamentación para el caso en concreto.

RESOLUCIÓN N° 280-2018-OS/TASTEM-S1

Indica que, tratándose de equipos que pertenecen al COES, el detalle técnico de su funcionalidad en el periodo cuestionado debe ser sustentado por el COES y que el hecho que exista o no similar afectación o inconvenientes en otras empresas no implica que el incumplimiento imputado sea de responsabilidad de ANTAPACCAY, no pudiendo ser empleado como sustento para la imputación objetiva de responsabilidad, de conformidad con lo establecido en el numeral 23.1 del artículo 23° del RCD N° 040-2017-OS/CD y a lo previsto en los artículos 1° y 13° de las Leyes Nos. 27699 y 28964, respectivamente.

Al respecto, señala que si bien se tiene información en relación al índice de disponibilidad registrado el cual estuvo por debajo del requerido, no existiría certeza que dicho hecho se haya debido a la falla de sus sistemas, o alguna causa imputable a ANTAPACCAY, toda vez que se habría acreditado que hubo problemas y errores en el COES que motivaron un intercambio de comunicaciones para su atención.

- c) Señala que, se habrían vulnerado los principios de legalidad, predictibilidad o confianza legítima, recogidos en los numerales 1.1 y 1.15 del artículo IV del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (en adelante, TUO de la LPAG), en la medida que de conformidad con el numeral 5.1 de la NTIITR, Osinergmin fiscalizará que el desempeño de la RIS se realice según lo dispuesto en la NTIITR, para lo cual, elaborará los procedimientos pertinentes para establecer las sanciones por incumplimientos a la Norma en que incurran los integrantes de las RIS y el COES.

Sin embargo, a la fecha no hay un procedimiento para la supervisión del cumplimiento de la NTIITR, por lo cual no correspondería a Osinergmin sancionar por el incumplimiento de dicha norma, pues estaría actuando en contra de lo indicado en el numeral 5.1 del referido cuerpo normativo.

- d) Solicita se aplique la subsanación voluntaria como eximente de responsabilidad administrativa, de conformidad con lo establecido en el literal f) del artículo 255° del TUO de la LPAG, en tanto ANTAPACCAY ha venido y viene cumpliendo con el envío constante de la información en tiempo real por protocolo ICCP.
- e) En cuanto a la graduación de la sanción señala que no deben sustentarse en criterios subjetivos como la posibilidad, el peligro o el riesgo; sino en hechos objetivos que sustenten en elementos con certeza suficiente para afirmar o negar de manera indubitable un hecho.

Al respecto, señala que en el presente caso no existió intencionalidad por parte de ANTAPACCAY, como se puede observar de las coordinaciones efectuadas con el COES, además tampoco se habría configurado lo requerido por el lineamiento II del Tribunal de Apelaciones de Sanciones en temas de Energía y Minería – TASTEM. Añade que, tampoco se habría materializado un perjuicio económico o perjuicio económico alguno, que, en todo caso, tendría que ser estimado objetivamente, sino que habría quedado demostrado que ANTAPACCAY contaba con un sistema confiable y compatible por haber realizado las inversiones y adoptado las acciones que eran requeridas para tal fin.



3. A través del Memorandum N° DSE-587-2018, recibido el 14 de setiembre de 2018, la División de Supervisión de Electricidad remitió los actuados al TASTEM, el cual luego de la evaluación correspondiente ha llegado a las conclusiones que se expresan a continuación.
4. Con relación a lo señalado en los literales a) y b) del numeral 2), corresponde precisar en primer lugar que, si bien en el Informe Técnico N° DSE-UGSEIN-386-2016, que obra en fojas 1 a 3 del expediente, se reconoce que el enlace ICCP Principal y el enlace ICCP de Respaldo de ANTAPACCAY cumple con lo requerido por la NTIITR (numeral 4.3 de la NTIITR), así como, con la remisión de señales requeridas por el COES (numeral 2.1 de la NTIITR), cabe advertir que el cumplimiento de dichos dispositivos normativos no ha sido objeto de cuestionamiento en el presente caso, asimismo, es pertinente precisar que, el citado informe en su numeral 4.3 hace referencia expresa al incumplimiento del índice de disponibilidad establecido para la segunda etapa, en el periodo del primer semestre de 2015³.

Sobre el particular, el numeral 4 de la NTIITR⁴ establece que los requerimientos de disponibilidad y cobertura, como son, el índice de disponibilidad y el grado de cumplimiento de remisión de señales, permiten al COES contar con una adecuada visibilidad del sistema eléctrico.

En relación al índice de disponibilidad, el numeral 4.2 de la NTIITR estableció tres (3) etapas para lograr la adecuación de los sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) y Protocolo entre los Centros de Control (ICCP) de las empresas requeridas para intercambiar información en tiempo real usando el RIS, conforme se detalla a continuación⁵:



³ El numeral 4.3 del Informe Técnico N° DSE-UGSEIN-386-2016 señala expresamente lo siguiente:

"4.3 Cumplimiento del índice de disponibilidad (numeral 4.2.2 "Segunda Etapa" de la NTIITR)

(...)

Resultado de Evaluación del cumplimiento

La entidad MINERA ANTAPACCAY no cumplió con alcanzar el índice de disponibilidad de 90.0% requerida en la segunda etapa de la NTIITR."

⁴ **NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE**

"4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA

Los requerimientos de disponibilidad y cobertura que permiten al COES contar con una adecuada visibilidad del sistema eléctrico, se expresan a través del Índice de Disponibilidad que se especifica en el presente numeral, y en el grado de cumplimiento de remisión de señales según el requerimiento del COES."

⁵ **"4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA**

(...)

4.2 Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP

Para el logro de la adecuación de los sistemas SCADA/ICCP de las empresas requeridas de intercambiar información en tiempo real usando la RIS, se han definido las siguientes etapas:

4.2.1 Primera Etapa. En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 75% de tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error anual acumulado de 1,085 horas para el periodo de control semestral por nodo (empresa). Esta etapa tiene una duración de 18 meses, a partir de la promulgación de la presente norma.

4.2.2 Segunda Etapa. En esta etapa el conjunto de señales medidas y estado que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 90% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error anual acumulado de 438 horas para el periodo de control semestral, por nodo (empresa). La duración de esta etapa será de un (1) año, a partir de la finalización de la Primera etapa.

4.2.3 Etapa objetivo. En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 96% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error acumulado de 175 horas y 12 minutos para el periodo de control semestral, por nodo (empresa individual). Desde el inicio de esta etapa, las empresas deberán remitir las señales al COES con estampado de tiempo desde las RTU.

TABLA N° 1: ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD POR ETAPAS

ETAPA	PERIODO	ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD (%)
Primera Etapa	28.11.2012 al 27.05.2014	75%
Segunda Etapa	28.05.2014 al 27.05.2015	90%
Tercera Etapa	28.05.2015 - indefinidamente	Señales en general ⁶ 96%
		Señales de alta prioridad ⁷ 98%

Fuente: Datos extraídos del numeral 4.2 de la NTIITR.

Cabe advertir que, el cumplimiento de la disponibilidad mínima por etapa y periodo de control es exigible a los integrantes de la RIS, como es el caso de ANTAPACCAY, en tanto de conformidad con lo establecido en el numeral 1.3.1 de la NTIITR⁸, los integrantes del RIS deben cumplir con las políticas, estándares y lineamientos referidos al intercambio de información en tiempo real para la operación del SEIN.

En este sentido, se incurrirá en una infracción administrativa pasible de sanción cuando no se alcance la disponibilidad mínima de señales exigida para cada una de las etapas, puesto que, al no contarse con una buena calidad de información en tiempo real, necesaria para la toma de decisiones oportunas en la dinámica operacional, se pone en riesgo la calidad del servicio del SEIN.

Ahora bien, conforme se desprende del Informe de Instrucción N° DSE-FGT-45 del 1 de marzo de 2018, sobre la base del cual se sustenta el inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, el COES, a través de la Carta N° COES/D-312-2015 del 13 de julio de 2015, remitió a Osinergmin el Informe Técnico N° DTI-RIS-002-2015, sobre el desarrollo y cumplimiento de la NTIITR durante el periodo de control correspondiente al primer semestre de 2015 –segunda etapa–, donde se determinó que ANTAPACCAY registró un índice de disponibilidad de 45.591%, es decir, por debajo del estándar mínimo establecido

Asimismo en la etapa objetivo, las señales de estado de seccionadores e interruptores y señales de medidas en general en niveles de tensión nominal igual o superior a 100kV, y señales de estado de seccionadores e interruptores y señales de medidas en general de centrales de generación de 50MW o superior, estarán sujetas a una disponibilidad mínima del 98%, lo cual equivale aproximadamente a una permisividad de error acumulado de 87 horas y 36 minutos para el periodo de control. Este grupo de señales se evaluará separadamente para cada empresa, clasificándolas como señales de alta prioridad. La duración de esta etapa es indefinida, a partir de la finalización de la Segunda etapa.

En general, se excluirá del cálculo del índice de disponibilidad las señales asociadas a los equipos que se encuentran indisponibles por mantenimientos aprobados por el COES, para los casos en que su duración sea igual o mayor a las 72 horas. Para la aplicación de esta exclusión, las empresas deberán fijar manualmente en su SCADA un valor distintivo que será definido por el COES, para dichas señales de medidas y estados. Para estos casos se debe tener en consideración que las señales deben de ser restituidas a su condición de medidas y estados en tiempo real, por lo menos diez (10) minutos antes de reingresar a operación normal. El COES remitirá al OSINERGMIN el listado de las referidas señales excluidas del cálculo, como parte del "Reporte de cumplimiento de la NTIITR".

⁶ Se refiere a todo el universo de cada empresa.

⁷ Es la disponibilidad mínima que se aplica a un grupo particular de señales, según se especifica en el segundo párrafo del numeral 4.2.3 "Etapa objetivo" de la NTIITR.

⁸ **NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE**

"1.3 Responsabilidades de los Integrantes de la RIS

Cuando un Integrante del SEIN se incorpora a la RIS, el desarrollo de sus actividades será acorde con los objetivos de la presente Norma, por consiguiente asume las siguientes responsabilidades:

1.3.1 Cumplir con las políticas, estándares y lineamientos, así como con los procedimientos que el COES emita, referidos al intercambio de información en tiempo real para la operación del SEIN.

(...)"

para la segunda etapa –90%–.

En este sentido, al haberse verificado que ANTAPACCAY no cumplió con el índice de disponibilidad mínima exigible en la segunda etapa –28.05.2014 al 27.05.2015– para el periodo de control correspondiente al primer semestre de 2015, ha quedado acreditado que la recurrente ha incumplido lo dispuesto en el numeral 4.2 de la NTIITR, conducta sancionable de conformidad con lo establecido en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

Ahora bien, en relación a la suficiencia probatoria para la imposición de infracciones administrativas, cabe advertir que la NTIITR dispone que el COES evaluará las transferencias de información vía protocolo ICCP, para lo cual efectuará los cálculos de índices de disponibilidad mensual acumulados, por periodo de control⁹, de acuerdo a las fórmulas establecidas en el numeral 4.1 de la NTIITR¹⁰. En este sentido, la Segunda Disposición Complementaria de la NTIITR¹¹, dispone que el COES remitirá al Osinergmin un informe técnico como máximo a los diez (10) días hábiles de finalizado cada periodo de control, conteniendo los aspectos relevantes que sustenten el desarrollo y cumplimiento de la



⁹ Debe tenerse presente que, el numeral 1.2 de la NTIITR, determina que el término “periodo de control” es cada semestre calendario del año, es decir, de enero a junio y de julio a diciembre, conforme se detalla a continuación:

“1.2 Definiciones

“Periodo de control. Para la presente Norma, se denomina periodo de control a cada semestre calendario del año, de enero a junio y de julio a diciembre.”

¹⁰ **“4.1 Especificación del Índice de Disponibilidad de las transferencias ICCP**

El COES evaluará las transferencias de información vía protocolo ICCP. Ésta se efectuará a la llegada de las señales al servidor ICCP del COES y de acuerdo con la siguiente formulación:

$$CICCPS(\%) = \frac{TTSV}{TTN} \cdot 100$$

$$CICCPE = \left[\frac{\sum_{i=1}^{N_{medi}} CICCPS_i + \sum_{j=1}^{N_{est}} CICCPS_j + \sum_{k=1}^{N_{alarm}} CICCPS_k}{N_{medi} + N_{est} + N_{alarm}} \right] \cdot \left[\frac{TTN}{TTN + TFSE} \right]$$

Donde:

CICCPS: Índice de Disponibilidad porcentual de transferencia ICCP, para una señal.

CICCPE: Índice de Disponibilidad porcentual de transferencia ICCP, para una empresa.

TTSV: Tiempo total durante el cual la señal se transfirió como válida.

TTN: Tiempo durante el cual el enlace de comunicación estuvo operativo. Se transfirió información de manera efectiva. Se debe cumplir que: $TTN > TTSV$.

TFSE: Tiempo durante el cual el enlace de comunicaciones estuvo fuera de servicio y cuya responsabilidad es atribuible a la empresa que remite la información.

(Ejemplo, para un mes de 30 días, se tiene: $TTN + TFSE + d = 720$ horas; donde d es un posible tiempo atribuible a falla del sistema o del enlace del Coordinador, el cual se descontaría para todo efecto de la evaluación)

N_{medi}, N_{est} y N_{alarm}: Representan en cada caso, el número de señales Medidas (“medi”), Estados (“est”) y Alarmas (“alarm”), de acuerdo a lo requerido por el Coordinador.

El COES efectuará los cálculos de índices de disponibilidad mensual acumulados, para fines de control de la evolución de dicho índice.

El índice de disponibilidad por empresa se evaluará para el periodo de control. Los registros ICCP con códigos de calidad o estampado de tiempo no válidos son tratados como indisponibles, de acuerdo a la fórmula antes indicada. Dichos códigos deberán ser estructurados de acuerdo a lo establecido por el estándar ICCP.

Se excluirá del cómputo de la Disponibilidad, las señales que correspondan a equipos que se encuentran fuera de servicio por situaciones de fuerza mayor, declaradas por OSINERGMIN de manera expresa. Las ocurrencias antes mencionadas serán incluidas en el reporte mencionado en la Segunda Disposición Complementaria.”

¹¹ **“DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

(...).

Segunda. - El COES remitirá al OSINERGMIN un informe técnico como máximo a los diez (10) días hábiles de finalizado cada periodo de control, conteniendo los aspectos relevantes que sustenten el desarrollo y cumplimiento de la presente Norma, entre otros aspectos que considere relevante.”



presente Norma, entre otros aspectos que considere relevante.

Al respecto, resulta de utilidad citar a Fernando Cáceres Freyre que en relación al COES señala lo siguiente¹²:

“De acuerdo con las funciones que le han sido delegadas al COES, éste es un ente que al realizar la función de administrar técnicamente el sistema interconectado, se encuentra regido por el Derecho Administrativo y, en consecuencia, sus actos serán actos administrativos y sus normas reglamentos administrativos”

En este sentido, las decisiones y actos emanados del COES tienen la calidad de actos administrativos, con efectos jurídicos y de obligatorio cumplimiento; por lo que, lo expresado en los informes técnicos del COES, emitidos en el marco de sus competencias, tienen valor probatorio suficiente para asignar responsabilidad, en el presente caso, por el incumplimiento de la NTIITR. Cabe indicar que, en el caso que la recurrente –integrante del COES– no se encuentre de acuerdo con las decisiones emitidas por el COES, puede impugnarlas de conformidad con lo establecido en el artículo 37° del Reglamento del COES, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM y el artículo décimo primero del Estatuto del COES.



Ahora bien, respecto a lo alegado por la recurrente en el sentido que el bajo valor del índice de disponibilidad registrado se habría producido por problemas de actualización en los servidores del COES, se debe precisar que, el COES como administrador del RIS y ente facultado para el cálculo del índice de disponibilidad, en su Informe Técnico N° DTI-RIS-002-2015, que obra en fojas 122 a 134 del expediente, no ha reportado problema alguno en la actualización de sus servidores en dicho periodo, al contrario, ha señalado en sus conclusiones, que la indisponibilidad registrada en varias empresas es atribuible principalmente a la indisponibilidad del medio de comunicación y a la interrupción del envío de información desde sus sistemas SCADA/ICCP hacia el COES¹³.



En efecto, según el Cuadro N° 3 del referido informe, en el periodo de control, la recurrente contaba con un 5.322% de tiempo indisponible debido al enlace de comunicación y/o baja latencia en la actualización de la información. Asimismo, en el Cuadro N° 4 del mismo se advierte que ANTAPACCA Y contaba con un 2.852% de tiempo indisponible debido al retraso de su señal a la llegada al ICCP del COES. Por lo tanto, en el presente caso no se advierte la existencia de un hecho de tercero que libere de responsabilidad a la recurrente.

Asimismo, de la revisión de los correos electrónicos¹⁴ presentados por la recurrente, que

¹² CACERES FREYRE, Fernando. La descentralización de la función administrativa hacia esferas privadas: El caso del COES en el sector eléctrico ¿Pueden resolverse sus conflictos mediante arbitraje? En: THEMIS- Revista de Derecho. Edición 42. Lima, 2001 p. 362.

¹³ El ítem 6.2) del numeral 6 del Informe Técnico N° DTI-RIS-002-2015 señala expresamente lo siguiente:
“6.2. Se evidencia que la indisponibilidad registrada en varias empresas es atribuible principalmente a la indisponibilidad del medio de comunicación y la interrupción del envío de información desde sus sistemas SCADA/ICCP hacia el COES.

¹⁴ Parte de los correos electrónicos presentados por ANTAPACCA Y

RESOLUCIÓN N° 280-2018-OS/TASTEM-S1

obran en fojas 7 a 11 del expediente, se advierte que si bien las comunicaciones entre ANTAPACCAY y el COES están referidas a problemas detectados en el envío de las señales ICCP, también es cierto que, de la lectura de los mismos no se acredita que el COES haya tenido problemas con sus sistemas ni que ello implique la afectación del índice de disponibilidad del referido periodo.

De otro lado, debe tenerse presente que el Principio de Presunción de Veracidad, previsto en el numeral 1.7) del artículo IV del TUO de la LPAG, señala que se presume que los documentos y declaraciones formulados por los administrados responden a la verdad de los hechos que ellos afirman, presunción que admite prueba en contrario. De esta manera, conforme a lo señalado en los párrafos precedentes, la infracción imputada ha quedado acreditada de forma fehaciente, por lo que, la aplicación del alegado Principio ha quedado desvirtuada.



El 22 de enero de 2015, 18:18, [redacted] escribió:
Estimado Ing [redacted]

Buenas tardes, la presente es para consultarle sobre nuestro envío de señales ICCP. Según la página web del COES nos indica que las estampas de tiempo están desfasadas y por ello mercadas de colores verde y rojo. Hemos revisado todo nuestro sistema pero no se ha detectado error alguno, le agradeceré poder revisar por el lado de su servidor para descartar opciones de falla.
¿Podríamos realizar pruebas el día de mañana por la mañana? La persona que se comunicaría con Ud. es [redacted].
Me podrías indicar su disponibilidad de tiempo.

Saludos,

[redacted]
Sistemas de Potencia

Antapaccay

From: [redacted]

Sent: 22 de enero de 2015 05:31 a.m.

To: [redacted]

Cc: [redacted]

Subject: FW: PROBLEMAS CON ENVIO SEÑALES ICCP

Estimado Sr. [redacted]

Se ha revisado el caso y de momento se ha detectado que la información en tiempo real no se actualiza desde el día 16/01/2015 en la mayoría de señales, agradeceré revisar si esto es correcto.

Puede llamarme en el transcurso de la mañana de hoy para ver el tema.

Saludos cordiales.

[redacted]
COES

From: [redacted]

Sent: 22 de enero de 2015 05:31 a.m.

To: [redacted]

Cc: [redacted]

Subject: FW: PROBLEMAS CON ENVIO SEÑALES ICCP

Estimado Ing [redacted]

Buenos días, se ha revisado todas las señales de envío al COES y hemos realizado unas correcciones en equipos dañados. Según el monitoreo por WEB tenemos actualizados la mayoría de señales pero en nuestro servidor se observa el envío completo, ¿nos podría apoyar con la revisión en su servidor para levantar la observación?

Muchas gracias,

Saludos,

[redacted]
Sistemas de Potencia

Antapaccay



RESOLUCIÓN N° 280-2018-OS/TASTEM-S1

En consecuencia, este Órgano Colegiado considera que corresponde desestimar las alegaciones formuladas en este extremo.

5. Con relación a lo señalado en el literal c) del numeral 2), cabe señalar que el Principio de Legalidad, establecido en el numeral 1) del artículo 246° del TUO de la LPAG, prevé que sólo con norma con rango de ley cabe atribuir a las entidades la potestad sancionadora y la consiguiente previsión de las consecuencias administrativas que a título de sanción son posibles de aplicar a un administrado.

De acuerdo a ello, mediante el artículo 1° de la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin¹⁵, publicada el 16 de abril de 2002, se estableció que toda acción u omisión que implique incumplimiento de las leyes, reglamentos y demás normas bajo el ámbito de competencia de Osinergmin constituirán infracción sancionable, facultándose al Consejo Directivo de Osinergmin para tipificar los hechos y omisiones que configuren infracciones administrativas, así como graduar las sanciones, tomando en consideración los principios de la facultad sancionadora contenidos en la Ley del Procedimiento Administrativo General.

De conformidad con esta facultad, el Consejo Directivo de Osinergmin aprobó la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, a través del Anexo 1 de la Resolución N° 028-2003-OS/CD, precisando en su numeral 1.10 que será infracción administrativa, el incumplir la ley, el reglamento, las normas, resoluciones y disposiciones emitidas por Osinergmin, así como las demás normas legales, técnicas y otras vinculadas con el servicio eléctrico.

En este sentido, siendo el objeto de la NTIIR establecer las responsabilidades técnicas y procedimientos relacionados con la operación del RIS para el intercambio de información en tiempo real entre el Centro de Control del COES y los Centros de Control de los Integrantes del SEIN, queda claro que su incumplimiento es sancionable de conformidad con lo establecido en el numeral 1.10 del Anexo 1 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

Ahora bien, cabe advertir que lo señalado en los párrafos precedentes no contraviene lo establecido en el numeral 5.1 del NTIIR¹⁶, en el sentido que dicho numeral no podría



¹⁵ LEY COMPLEMENTARIA DE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL DE OSINERGMIN, LEY N° 27699.

"Artículo 1º.- Facultad de Tipificación

Toda acción u omisión que implique incumplimiento a las leyes, reglamentos y demás normas bajo el ámbito de competencia del OSINERG constituye infracción sancionable.

Sin perjuicio de lo mencionado en el párrafo anterior, el Consejo Directivo del OSINERG se encuentra facultado a tipificar los hechos y omisiones que configuran infracciones administrativas, así como a graduar las sanciones, para lo cual tomará en cuenta los principios de la facultad sancionadora contenidos en la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General.

La infracción será determinada en forma objetiva y sancionada administrativamente, de acuerdo a la Escala de Multas y Sanciones del OSINERG, aprobada por el Consejo Directivo; la cual podrá contemplar, entre otras, penas pecuniarias, comiso de bienes, internamiento temporal de vehículos, cierre de establecimientos y paralización de obras.

El Consejo Directivo del OSINERG establecerá el procedimiento de comiso, así como el destino, donación o destrucción de los bienes comisados."

¹⁶ NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE

"5. DEL ANÁLISIS POSTERIOR AL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN

5.1 Fiscalización y Sanciones

condicionar las facultades de fiscalización y sanción de Osinergmin a la elaboración de los procedimientos específicos para el incumplimiento de la NTIIR, máxime si a la fecha de publicación de la referida norma ya existía un procedimiento que tipificaba las infracciones y sanciones por incumplimiento de normas referidas al sector eléctrico.

Ahora bien, en relación al principio de predictibilidad o confianza legítima, cabe advertir que la recurrente como integrante del COES y miembro del RIS, cuenta con capacidad técnica, administrativa y financiera para identificar las obligaciones a las cuales está sujeta, motivo por el cual resulta razonable considerar que pueda prever, bajo los criterios lógicos, técnicos y de experiencia, qué conductas constituyen infracción en el sector Eléctrico.

Asimismo, resulta oportuno agregar que el sector eléctrico se encuentra regulado por un conjunto de normas de carácter técnico, dinámico y amplio, por lo que resultaría anti-técnico confeccionar una norma tipificadora específica por cada norma o dispositivo normativo relativo al sector eléctrico.

Atendiendo a lo señalado, este Órgano Colegiado considera que corresponde desestimar la alegación formulada en este extremo.

6. Con relación a lo señalado en el literal d) del numeral 2), respecto a la aplicación al presente caso del artículo 255° del TUO de la LPAG, referido a las condiciones eximentes de responsabilidad por infracciones, entre otras, la subsanación voluntaria con anterioridad a la notificación de la imputación de cargos y al error inducido por la administración o por disposición administrativa confusa o ilegal.

Sobre el particular, cabe advertir que de conformidad con el literal h) del numeral 15.3 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, no son pasibles de subsanación los incumplimientos relacionados con normas que establecen parámetros de medición, límites o tolerancias, entre otros¹⁷.

Ahora bien, en el presente caso, la obligación incumplida está referida al cumplimiento del índice de disponibilidad¹⁸ requerido en la segunda etapa de la NTIIR –90%–, durante el

El OSINERGMIN fiscalizará que el desempeño de la RIS se realice considerando lo establecido en la presente Norma, para lo cual elaborará los procedimientos pertinentes para establecer las sanciones por incumplimientos a la Norma en que incurran los integrantes de la RIS y el COES.

El OSINERGMIN, para efectos del cumplimiento de sus funciones establecidas en el Título Noveno de la NTCOTR, podrá ingresar a la RIS cumpliendo los requerimientos del COES.”

- ¹⁷ **REGLAMENTO DE SUPERVISIÓN, FISCALIZACIÓN Y SANCIÓN DE LAS ACTIVIDADES ENERGÉTICAS Y MINERAS A CARGO DE OSINERGMIN - RESOLUCIÓN N° 040-2017-OS/CD**

Artículo 15.- Subsanación voluntaria de la infracción

“(…)

15.3 No son pasibles de subsanación:

(…)

- h) Incumplimientos relacionados con procedimientos o estándares de trabajo calificados como de alto riesgo, normas que establecen parámetros de medición, límites o tolerancias, tales como, normas de control de calidad, control metrológico, peso neto de cilindros de GLP, parámetros de aire o emisión, existencias, entre otros. (…)”

- ¹⁸ De conformidad con lo establecido en el numeral 1.2 de la NTIIR se entiende disponibilidad como el hecho de poder contar con un dato específico cada vez que éste sea requerido.

RESOLUCIÓN N° 280-2018-OS/TASTEM-S1

periodo de control correspondiente al primer semestre del 2015, necesario para que al COES cuente con una adecuada visibilidad del sistema eléctrico y cuyo incumplimiento afecta negativamente a la disponibilidad de las señales en las instalaciones del Centro de Coordinación del COES, afectando la correcta y oportuna operación del sistema.

En tal sentido, se aprecia que de acuerdo a las normas especiales que regulan el procedimiento administrativo sancionador en Osinergmin, el incumplimiento consistente en no cumplir con alcanzar el índice de disponibilidad requerido por etapa y periodo de control, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.2 de la NTIIR no es subsanable, toda vez que el mismo dispositivo normativo ha establecido los límites y tolerancias necesarios para la adecuada operación del SEIN.

De otro lado, en relación al supuesto error inducido por la administración o por disposición administrativa confusa e ilegal, es de precisar que, en el presente caso la carga probatoria se invierte, es decir, recae sobre el administrado el deber de probar las condiciones eximentes de responsabilidad administrativa alegadas como parte de su defensa¹⁹, en tanto la Administración ya ha comprobado la existencia de responsabilidad administrativa, no correspondiéndole acreditar la inexistencia de eximentes.

Ahora bien, en el presente caso la recurrente no ha acreditado cual sería la disposición administrativa confusa o ilegal que le hubiere generado la convicción que su actuar referido al incumplimiento del índice de disponibilidad requerido para el periodo de control del primer semestre de 2015, era lícito, máxime si, como se ha señalado precedentemente, los índices de disponibilidad por etapa y periodo determinado están expresamente contenidos en la NTIIR, siendo exigibles a la recurrente, en su calidad de integrante del RIS.

Por lo expuesto, este Órgano Colegiado considera que corresponde desestimar la alegación formulada en este extremo.

7. Respecto a lo afirmado en el literal e) del numeral 2), debe tenerse presente que, el principio de razonabilidad previsto en el numeral 3) del artículo 246° del TUO de la LPAG²⁰, establece que las autoridades deben prever que la comisión de la conducta sancionable no resulte más ventajosa para el infractor que cumplir las normas infringidas o asumir la sanción. Asimismo, las sanciones a ser aplicadas deben ser proporcionales al incumplimiento

¹⁹ Al respecto, es pertinente señalar lo comentado por Morón Urbina en relación al artículo 255° del TUO de la LPAG, sobre el particular, señala que: "... la carga de la prueba para los casos de los eximentes se invierte: el deber de probanza recaerá sobre el administrado que lo alega como parte de su defensa, siendo que la Administración Pública valorará en la instrucción del procedimiento estas pruebas aportadas y definirá si efectivamente se presentaron supuestos de la exclusión de responsabilidad."

²⁰ "Razonabilidad. - Las autoridades deben prever que la comisión de la conducta sancionable no resulte más ventajosa para el infractor que cumplir las normas infringidas o asumir la sanción. Sin embargo, las sanciones a ser aplicadas deben ser proporcionales al incumplimiento calificado como infracción, observando los siguientes criterios que se señalan a efectos de su graduación:

- a) El beneficio ilícito resultante por la comisión de la infracción;
- b) La probabilidad de detección de la infracción;
- c) La gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido;
- d) El perjuicio económico causado;
- e) La reincidencia, por la comisión de la misma infracción dentro del plazo de un (1) año desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.
- f) Las circunstancias de la comisión de la infracción
- g) La existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor."

calificado como infracción, debiéndose observar los siguientes criterios a efectos de graduar la sanción: el beneficio ilícito; la probabilidad de detección de la infracción; la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido; el perjuicio económico causado; la reincidencia; las circunstancias de la comisión de la infracción y la existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor.

Por su parte, en el numeral 1.10 del Anexo 1 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, se ha establecido que la sanción mínima a ser impuesta por la infracción materia del presente procedimiento, aplicables a todas las empresas, es de 1 (una) UIT y la máxima es de 1000 (mil) UIT.

A su vez, el numeral 25.1 del artículo 25° del Reglamento de Sanción²¹, dispone que en los casos que corresponde graduar la sanción por haberse establecido un rango en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones, se deben considerar criterios de graduación, tales como los recogidos en el antes citado numeral 25.1 del artículo 25° del Reglamento de Sanción, norma concordante con el numeral 3) del artículo 246° del TUO de la LPAG.



De la revisión de la resolución apelada se advierte que, para efectos de la graduación de la sanción, se consideraron los criterios de graduación establecidos. Así, en relación a la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, la primera instancia señaló que el incumplimiento imputado representaba un grave riesgo al SEIN, ello en la medida que, la falta de una buena calidad de señales del SEIN en tiempo real prolongaría significativamente la recuperación del estado normal del sistema eléctrico, lo que traería como consecuencia restricción en de suministros del SEIN.



En efecto, el monitoreo y análisis en tiempo real del sistema eléctrico constituye una herramienta básica tanto para mantener la estabilidad y continuidad del suministro, como para lograr una recuperación del mismo luego de una contingencia, por lo tanto, el no contar con la información en tiempo real con una buena calidad para el monitoreo del sistema eléctrico a través del SCADA, podría provocar inconvenientes en los casos de fallas en el sistema y el tiempo de recuperación del suministro eléctrico sería mayor dado que no habría forma rápida de conocer la situación real del sistema, lo que representa un riesgo potencial en la operación del SEIN.

En relación al factor intencionalidad señalado por la recurrente, debe tenerse presente que si bien la resolución apelada señaló que este elemento se encuentra presente en la medida

²¹ REGLAMENTO DE SUPERVISIÓN, FISCALIZACIÓN Y SANCIÓN DE LAS ACTIVIDADES ENERGÉTICAS Y MINERAS A CARGO DE OSINERGMIN - RESOLUCIÓN N° 040-2017-OS/CD.

"Artículo 25. - Graduación de multas

25.1 En los casos en que la multa prevista por el Consejo Directivo como sanción tenga rangos o topes de aplicación, se utilizan, según sea el caso, los siguientes criterios de graduación:

- a) La gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido.*
- b) El perjuicio económico causado.*
- c) Reincidencia en la comisión de la infracción.*
- d) Beneficio ilegalmente obtenido.*
- e) Capacidad económica*
- f) Probabilidad de detección*
- g) Circunstancias de la comisión de la infracción.*

(...)"

RESOLUCIÓN N° 280-2018-OS/TASTEM-S1

en que la empresa conocía las obligaciones establecidas en la normativa y en el presente caso no concurren circunstancias que la obligaran a tal incumplimiento, también es cierto que en el presente caso, el importe de la multa impuesta no ha sido incrementado por este concepto²². En efecto, como se señalará más a detalle en los párrafos precedentes, en el presente caso, el importe de la multa impuesta ha sido calculada sobre base a la sumatoria de la penalidad por el perjuicio al SEIN por la indisponibilidad por parte de la empresa y la penalidad por el costo evitado por dicha indisponibilidad²³.

Sobre el perjuicio económico causado, se indicó que, el no contar con la información a tiempo real con una buena calidad para el monitoreo del sistema eléctrico provocaría colapsos en el sistema y en el tiempo de recuperación del estado normal del sistema eléctrico, lo cual traería como consecuencia la restricción de suministros en el SEIN, por lo tanto, el perjuicio económico constituye la energía no suministrada cuantificada con el Costo de Racionamiento (Informe Técnico N° 010-2012-OEE/OS elaborado por la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin, ahora Gerencia de Políticas y Análisis Económico)²⁴.

Asimismo, en relación al beneficio ilícito obtenido, la primera instancia precisó que éste se encuentra representado por los costos evitados por la empresa, por lo que se ha considerado el costo evitado relativo a la operación y mantenimiento de sus sistemas SCADA e ICCP, un costo equivalente al salario de un (1) mes de un “Ingeniero Senior de Telecomunicaciones”, considerando la complejidad y alto grado de especialización de los sistemas SCADA), salario cuyo valor referencial se consiga en el “Cuadro General de Remuneraciones”, resultado de un análisis de mercado (Servicio de “Salary Pack”), elaborado por la empresa “PricewaterhouseCooper” para Osinergmin, en agosto de 2015, el cual asciende a S/ 11,605.17 mensual²⁵.



²² Cabe mencionar que en el numeral 25.1 del artículo 25° del actual Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución N° 040-2017-OS-CD, no se contempla como un criterio de graduación de las multas la existencia o no de intencionalidad.

²³ Conforme se verifica en el numeral 4.3 de la resolución apelada, el importe de la multa impuesta ha sido calculado en base a la siguiente fórmula:

Empresa:	XTRATA COPPER			
$PTE = PPE + CEE$...(1)			
Donde:				
PTE: Penalidad total por empresa				
PPE: Penalidad por perjuicio al SEIN por indisponibilidad por parte de la empresa				
CEE: Penalidad por costo evitado por indisponibilidad de las señales de la empresa				

²⁴ Cabe señalar que el informe técnico citado se encuentra disponible en el portal web de Osinergmin, en el siguiente link: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Otros-Estudios/Informes-Tecnicos/EstimacionCosto-Racionamiento-SectorElectrico.pdf

²⁵ En el numeral 4.3 de la Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 2007-2018 del 9 de agosto de 2018, se aprecia la fórmula empleada para el cálculo de la sanción, así como su respectivo desarrollo:

Por lo expuesto, se verifica que la autoridad de primera instancia sí cumplió con observar los criterios de graduación establecidos para determinar la cuantía de la sanción, considerando el perjuicio económico causado y el beneficio ilícito obtenido, por lo que se concluye que la graduación de la sanción se efectuó observado el Principio de Razonabilidad, en el marco normativo vigente.

Empresa: XTRATA COPPER			
$PTE = PPE + CEE$...(1)	
Donde:			
PTE: Penalidad total por empresa			
PPE: Penalidad por perjuicio al SEIN por indisponibilidad por parte de la empresa			
CEE: Penalidad por costo evitado por indisponibilidad de las señales de la empresa			
$PPE = MRD_SEIN \cdot \%Participación_base_emp_{(Nseñales)} \cdot CRPP \cdot \delta D$...(2)	
Donde:			
$MRD_SEIN = Desconexión_ERACMF \cdot T$...(3)	
Para la Segunda Etapa, se considera solo la mayor de las contingencias del año previo, según tabla 2.7 del Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación SEIN Año 2015 Informe Final. Desconexión_ERACMF = 375.92 MW, con una duración (T) de 3.3 Horas, estos dos parámetros definen MRD_SEIN.			
δD: es el "deficit de disponibilidad general" para el Periodo de Control respecto 90%.			
CRPP: Costo de Racionamiento promedio ponderado (Inf. Técnico N° 010-2012-OEE/OS)			
$CRPP = 746 \frac{US\$}{MWh}$...(4)	
Asimismo:			
$\%Participación_base_emp_{(Nseñales)} = \frac{Nseñales_emp}{Nseñales_total_SEIN}$...(5)	
Donde:			
Nseñales_emp: Número de señales requeridas a cada empresa por el COES.			
Nseñales_total_SEIN: Número de señales del SEIN total requeridas por el COES.			
Para el caso de entidad:			
XTRATA COPPER			
N° de Señales requeridas 2014 - II	94	Señ SEIN 2014	14,487
			$\%Participación_base_emp = 0.0054886$
N° de Señales requeridas 2015 - I	94	Señ SEIN 2015	15,448
			$\%Participación_base_emp = 0.0060849$
Aplicando (3) (4) y (5) para 2014 - II	Participación base perjuicio SEIN 2014-II (S/.)	21,035.0	...(a)
Aplicando (3) (4) y (5) para 2015 - I	Participación base perjuicio SEIN 2015-I (S/.)	19,726.4	...(b)
Δ Deficit Disp General 2014-II (90%)		Aplicando este factor a (a) se obtiene PPE - 2014 - II	Penalidad por Perjuicio SEIN - 2014 II (S/.)
Δ Deficit Disp General 2015-I (90%)	0.4934334	Aplicando este factor a (b) se obtiene PPE - 2015 - I	Penalidad por Perjuicio SEIN - 2015 I (S/.)
			No Aplica
			9,733.66
Penalidad perjuicio al SEIN por indisponibilidad de la empresa (PPE) (S/.):		9,733.66	
Costo evitado por Periodo de Control equivalente al salario de un mes de "Ingeniero Senior de Telecomunicaciones"			
Costo evitado por indisponibilidad 2014 - II = No Aplica			
Costo evitado por indisponibilidad 2015 - I =		11,605.17	Salary Pack Agosto 2015
Penalidad costo evitado por indisponibilidad de señales de la empresa (CEE) 2015 - I (S/.):		11,605.17	
Penalidad Total Disponibilidad 1erSem2015 (S/.):		(PPE + CEE) =	21,338.83
Penalidad Total en UIT =		5.14	



En atención a lo señalado, este Órgano Colegiado considera que corresponde desestimar la alegación formulada en este extremo.

De conformidad con los numerales 16.1 y 16.3 del artículo 16° del Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin, aprobado por Resolución N° 044-2018-OS/CD.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar **INFUNDADO** el recurso de apelación interpuesto por COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 2007-2018 del 9 de agosto de 2018 y **CONFIRMAR** dicha resolución en todos sus extremos, por las razones expuestas en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar agotada la vía administrativa.

Con la intervención de los señores vocales: Luis Alberto Vicente Ganoza de Zavala, Salvador Rómulo Salcedo Barrientos y Ricardo Mario Alberto Maguiña Pardo.



LUIS ALBERTO VICENTE GANOZA DE ZAVALA
PRESIDENTE