

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2456-2017**

Lima, 19 de diciembre del 2017

Exp. N° 2016-207

VISTO:

El expediente SIGED N° 201600164762, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 2288-2016, a la empresa VOLCAN COMPAÑÍA MINERA S.A.A. (en adelante, VOLCAN), con RUC N° 20383045267.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1. Mediante el Informe Técnico N° DSE-UGSEIN-388-2016, se recomendó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador a VOLCAN por presuntamente incumplir con 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, la NTIITR), durante su segunda etapa (segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015).
- 1.2. El referido informe recomendó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por las infracciones detalladas a continuación:
 - a) No haber cumplido con implementar el enlace ICCP principal de alta disponibilidad.
 - b) No haber cumplido con remitir de forma completa las señales requeridas por el COES.
 - c) No haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR.
- 1.3. Mediante el Oficio N° 2288-2016, notificado el 7 de diciembre de 2016, Osinergmin inició un procedimiento administrativo sancionador a VOLCAN por los presuntos incumplimientos detallados en el párrafo anterior.
- 1.4. A través de la Carta N° GE-102-2016, recibida el 29 de diciembre de 2016, VOLCAN solicitó a Osinergmin una ampliación de plazo para la presentación de sus descargos, la misma que fue concedida a través del Oficio N° 19-2017-DSE/CT.
- 1.5. Mediante la Carta N° GE-029-2017, recibida el 3 de abril de 2017, VOLCAN presentó sus descargos al procedimiento administrativo sancionador iniciado, los que se detallan a continuación:

➤ *Respecto a no haber cumplido con implementar el enlace ICCP principal de alta disponibilidad*

- a) Remitió al COES la Carta N° GE-009-2017, en la que precisaba que se había detectado una inconsistencia en la información de los reportes de cumplimiento de la NTIITR del periodo comprendido entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2014, y del 1 de enero al 30 de junio de 2015, dado que en dichos reportes se consigna 53 señales requeridas, a pesar de que lo correcto era 27 señales.
- b) De acuerdo al ACTA-COES-010TR-2013, respecto al requerimiento de información en tiempo real correspondiente, se había comprometido en enviar 27 señales desde la S.E. Pomacocha para ser transferidas al Centro de Control del Coordinador del Sistema en Tiempo Real. El 31 de mayo de 2011, a través de Carta N° GG-154-11, informó a Osinergmin la escisión de la empresa Administradora Cerro S.A.C. con VOLCAN, por lo que la unidad Yauli-Ticlio tendría una máxima demanda de 30 MW.
- c) Mediante Carta N° COES/D/DO-061-2017, el COES confirmó que el total de señales SCADA requeridas para ser enviadas por VOLCAN era 27, por lo que se debía corregir los reportes correspondientes al segundo semestre de 2014 y al primer semestre de 2015.
- d) El 18 de diciembre de 2013, fecha en que se implementó el enlace principal y de respaldo, sí se contaba con los mecanismos de redundancia, de acuerdo al siguiente detalle:
 - 2 servidores ICCP1 e ICCP2 de Marca: General Electric – Modelo: D25.
 - 2 routers de comunicación LEVEL 3.
 - Sistema SCADA del centro de control de energía de VOLCAN.

➤ *Respecto a no haber cumplido con remitir de forma completa las señales requeridas por el COES*

- a) De acuerdo con el ACTA-COES-010TR-2013, se encuentra obligada a remitir 27 señales y no 53 que son las que se imputan, por lo que ha cumplido con lo requerido. De acuerdo con el reporte de cumplimiento de la NTIITR actualizado por el COES, VOLCAN obtiene un 100% de remisión de señales.

➤ *Respecto a no haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR*

- a) El RTU mantuvo inconsistencias durante los periodos imputados, motivo por el que se vio afectada la disponibilidad en el envío de señales ICCP.
- b) Solicitó al proveedor ABB S.A.C. que realice un diagnóstico y solucione las inconsistencias, por lo que procedió a desmontar el rack (23ET24C), reemplazándose por uno nuevo (560FR02A). En ese sentido, sostiene

que habría superado los inconvenientes de baja disponibilidad y que viene remitiendo sus señales en tiempo real al COES.

- 1.6. Mediante el Oficio N° 96-2017-DSE/CT, notificado el 1 de agosto de 2017, se notificó a VOLCAN el Informe Final de Instrucción N° 75-2017-DSE, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles a fin de que formule sus descargos.
- 1.7. A través de la Carta N° GE-062-17, recibida el 8 de agosto de 2017, VOLCAN solicitó a Osinergmin una ampliación de plazo para presentar sus descargos al Informe Final de Instrucción notificado, el mismo que fue concedido a través del Oficio N° 118-2017-DS/CT, notificado el 24 de agosto de 2017.
- 1.8. Mediante la Carta N° GE-067-17, recibida el 1 de setiembre de 2017, VOLCAN presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción antes referido, cuestionando la multa propuesta en dicho informe. A continuación, se detalla los descargos presentados por VOLCAN:
 - a) Si bien el índice de disponibilidad no fue cubierto al porcentaje requerido para la segunda etapa de la NTIITR, esta situación no supone una afectación grave, dado que la Barra Pomacocha 220 kV, que es donde se reportan sus señales, también reporta las señales de la empresa Red de Energía del Perú S.A., por lo que se cumpliría con la finalidad de la norma, la cual supone que el envío de señales debe permitir el monitoreo y análisis del sistema eléctrico.
 - b) Desde la Barra Pomacocha 220 kV, las señales remitidas por VOLCAN no son significativas, por lo que no se pone en peligro eléctrico al no contar con el envío de señales.
 - c) El transformador T-261 solo se conecta a la Unidad Minera Yauli, por lo que no existe alguna contingencia significativa con la que el sistema eléctrico se pueda ver comprometido a otro nivel.

2. CUESTIÓN PREVIA

De conformidad con lo establecido en el literal a) del artículo 39 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM¹, corresponde a la División de Supervisión de Electricidad supervisar el cumplimiento de la normativa sectorial por parte de los agentes que operan las actividades de generación y transmisión de electricidad.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD, y a su Disposición Complementaria Derogatoria, que dejó sin efecto el artículo 2 de la Resolución de Consejo Directivo N° 133-2016-OS/CD, el Gerente de Supervisión de Electricidad actúa como órgano sancionador en los procedimientos sancionadores iniciados a los agentes que operan las actividades antes señaladas, correspondiéndole, por tanto, emitir pronunciamiento en el presente caso.

¹ Publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 12 de febrero de 2016.

3. CUESTIONES EN EVALUACIÓN

- 3.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente.
- 3.2. Respecto a no haber cumplido con implementar el enlace ICCP principal de alta disponibilidad.
- 3.3. Respecto a no haber cumplido con remitir de forma completa las señales requeridas por el COES.
- 3.4. Respecto a no haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR.
- 3.5. Respecto a la graduación de la sanción.

4. ANÁLISIS

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente

Conforme se mencionó precedentemente, mediante Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE², se aprobó la NTIITR, dejando sin efecto la Resolución Directoral N° 055-2007-EM/DGE³, la cual aprobó la antigua Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real, publicada en el año 2007.

La NTIITR tiene como objeto establecer las responsabilidades técnicas y procedimientos relacionados con la operación de la Red ICCP del SEIN (en adelante, 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.

Cabe precisar que el numeral 2.1 de la NTIITR establece que como parte del proceso de ingreso de una nueva instalación al SEIN, el COES hará el requerimiento de la información de medidas y estados que se necesitan para la coordinación en tiempo real. En concordancia con lo anteriormente mencionado, el numeral 2.2.4 de la Norma Técnica para la Operación de la Coordinación en Tiempo Real (NTCOTR) establece que los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real, la información sobre la operación de sus instalaciones que pueda afectar la calidad del servicio o la seguridad del Sistema.

Asimismo, en su numeral 4.2 se establecieron tres etapas para alcanzar la disponibilidad de la etapa objetivo. En el cuadro siguiente, se muestra el periodo de duración de las referidas etapas y el correspondiente índice de disponibilidad mínimo requerido:

² Publicada en el diario oficial El Peruano el 27 de noviembre de 2012.

³ Publicada en el diario oficial El Peruano el 3 de diciembre de 2007.

| Etapa | Periodo | Índice de Disponibilidad (%) |
|----------------|------------------------------|----------------------------------|
| Primera Etapa | 28/11/2012 al 27/05/2014 | 75.0 |
| Segunda Etapa | 28/05/2014 al 27/05/2015 | 90.0 |
| Etapa Objetivo | 28/05/2015 - indefinidamente | Señales en general* 96.0 |
| | | Señales de alta prioridad** 98.0 |

* Se refiere a todo el universo de señales de cada empresa.

** 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.

Dicha norma establece como periodo de control a cada semestre calendario del año (de enero a junio y de julio a diciembre). La disponibilidad mínima exigida en cada periodo de control para la segunda etapa es de 90%.

De igual modo, el numeral 4.3 de la NTIITR establece que los integrantes de la RIS deberán implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de señales y estados, precisando que los componentes que se deben considerar para implementar los mecanismos de redundancia son: Sistemas SCADA, equipos de comunicaciones, redes, servidores ICCP y servidores de bases de datos.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que el incumplimiento de esta norma está previsto como infracción sancionable en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD⁴, teniendo su base en el literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM⁵.

4.2. Respecto a no haber cumplido con implementar el enlace ICCP principal de alta disponibilidad

Si bien en el literal a) del numeral 2 del Oficio N° 2288-2016, que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, se imputó a VOLCAN no haber implementado el enlace ICCP principal de alta disponibilidad, dicho enlace ha sido implementado por el COES a fin de mejorar la disponibilidad del conjunto, debiendo tenerse en cuenta que no es una obligación específicamente establecida por la NTIITR para los integrantes de la RIS. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de la imputación bajo análisis.

Finalmente, carece de objeto continuar analizando los descargos presentados por VOLCAN por los motivos expuestos en el párrafo precedente.

4.3. Respecto a no haber cumplido con remitir de forma completa las señales requeridas por el COES

De la revisión de los descargos remitidos por VOLCAN, se ha podido apreciar que esta empresa cursó una carta al COES requiriendo la aclaración en cuanto a

⁴ Publicada en el diario oficial El Peruano el 12 de marzo de 2003.

⁵ Publicado en el diario oficial El Peruano el 25 de febrero de 1993.

la remisión de señales en tiempo real que le correspondían. En ese sentido, de la Carta N° COES/D/DO-061-2017, remitida por el COES y adjuntada por VOLCAN a su escrito de descargos, se ha confirmado que el total de señales SCADA requeridas para ser enviadas por VOLCAN era 27.

En consecuencia, se ha evidenciado que VOLCAN ha cumplido con lo requerido en el numeral 2.1.1 de la NTIITR y el numeral 2.2.4 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.

Por tal motivo, corresponde determinar el archivo de la imputación bajo análisis.

4.4. Respecto a no haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR

En este extremo, es oportuno resaltar que, si bien VOLCAN afirma haber superado los inconvenientes, este hecho no la exime de responsabilidad administrativa, pues como empresa integrante de la RIS, era obligación de ésta gestionar oportunamente las medidas necesarias a fin de cumplir con las disposiciones que la NTIITR contiene. Asimismo, es preciso indicar que la NTIITR se encuentra vigente desde el año 2012 y los plazos de cumplimiento para alcanzar los índices de disponibilidad requeridos son de obligatorio cumplimiento para todos los integrantes de la RIS.

De igual modo, cabe precisar que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 23 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS-CD, la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de la normativa bajo el ámbito de competencia de Osinergmin *“es determinada de forma objetiva, conforme a lo previsto en los artículos 1 y 13 de las Leyes Nos. 27699 y 28964, respectivamente.”* Por tal motivo, las acciones correctivas efectuadas con posterioridad no desvirtúan la responsabilidad de VOLCAN, pues estas no inciden en el cálculo de los índices de disponibilidad evaluados en la segunda etapa de la NTIITR.

Por tal motivo, se ha verificado que VOLCAN no ha cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR, hecho que incumple su numeral 4.2.2, siendo pasible de sanción de acuerdo al numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

4.5. Respecto a la graduación de la sanción

A fin de graduar la sanción a imponer debe tomarse en cuenta, en lo pertinente, tanto los criterios de graduación establecidos en el artículo 25 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, como lo previsto en el numeral 3 del artículo 246 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.

Este último artículo rige el principio de razonabilidad dentro de la potestad sancionadora, el cual 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. 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: i) el beneficio ilícito resultante por la comisión de la infracción, ii) la probabilidad de la detección de la infracción, iii) la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, iv) el perjuicio económico causado, v) la reincidencia por la comisión de la infracción, vi) las circunstancias de la comisión de la infracción; y, vii) la existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor.

En ese orden de ideas, la sanción aplicable considerará los criterios antes mencionados en tanto se encuentren inmersos en el caso bajo análisis, que es no haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR.

Respecto a la probabilidad de detección, se debe precisar que el incumplimiento ha sido detectado producto de la supervisión anual efectuada por Osinergmin en base a la información remitida por el COES.

En cuanto a la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, la empresa no alcanzó los índices requeridos en la NTIITR, lo que representa un riesgo para el SEIN pues el monitoreo y análisis del sistema eléctrico en tiempo real constituyen una herramienta básica tanto para mantener la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Como para lograr una recuperación del mismo luego de una contingencia.

Con relación al perjuicio económico causado, conforme se mencionó en el párrafo anterior, el no contar con la información en tiempo real con una buena calidad para el monitoreo del sistema eléctrico a través del SCADA, provocaría colapsos en el sistema y el tiempo de recuperación del suministro eléctrico sería mucho mayor. En atención a lo expuesto, debe tenerse en consideración que la falta de una buena calidad de señales del SEIN en tiempo real prolongará significativamente la recuperación del estado normal del sistema eléctrico, lo que trae como consecuencia una restricción de suministros en el SEIN. En ese sentido, el perjuicio lo constituye la Energía No Suministrada cuantificado con el Costo de Racionamiento (Informe Técnico N° 010-2012-OEE/OS de la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin, ahora Gerencia de Políticas y Análisis Económico). La formulación matemática se detalla en la fórmula empleada para el cálculo de la sanción.

Respecto a la reincidencia en la comisión de la infracción, debe mencionarse que éste no es un factor que deba tenerse en cuenta en la graduación de la sanción.

En cuanto a las circunstancias de la comisión de la infracción, en el caso evaluado no existen condiciones particulares que ameriten ser tenidas en cuenta para graduar la sanción.

En relación a la existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor, cabe mencionar que este elemento se encuentra presente en la medida en que la empresa conocía las obligaciones establecidas en la normativa y, en el presente caso, además, no concurren circunstancias que la obligaran a tal incumplimiento.

Respecto al beneficio ilícito, se debe precisar que éste se encuentra representado por los costos evitados por la empresa; es decir, implica el no haber hecho las inversiones necesarias para operar y mantener la infraestructura apropiada, incurriendo en un “costo evitado” en perjuicio de la disponibilidad de la información requerida para la adecuada operación del SEIN en tiempo real. En tal sentido, para la Segunda Etapa se considera como costo evitado en lo relativo a la operación y mantenimiento de sus sistemas SCADA e ICCP, para cada Periodo de Control, un costo equivalente al salario de un mes de un “Ingeniero Senior de Telecomunicaciones” (considerando la complejidad y alto grado de especialización de los sistemas SCADA), salario cuyo valor referencial se consigna en el “Cuadro General de Remuneraciones”, siendo resultado de un análisis de mercado (Servicio de “Salary Pack”) elaborado por la firma PricewaterhouseCoopers para Osinergmin, en mayo de 2017. Dicho valor asciende a S/ 12 045.

Conforme lo indicado anteriormente, y contrariamente a lo sostenido por VOLCAN, la infracción incurrida por VOLCAN sí representa una afectación al SEIN (perjuicio económico), lo que, para la presente graduación de la sanción, se encuentra representado por la Energía No Suministrada. Asimismo, es preciso resaltar que constituye obligación (sancionable objetivamente) de VOLCAN alcanzar los índices de disponibilidad requeridos en la NTIITR, por lo que no cumplir con la normativa le genera un beneficio ilícito.

A continuación, se detalla la fórmula empleada para la graduación de la sanción a imponer, considerando los factores descritos en el párrafo anterior (perjuicio económico y beneficio ilícito):

| | | | | | |
|---|----------------------|-----------------|--------|---------------------------|-----------|
| Empresa: | MINERA VOLCAN | | | | |
| $PTE = PEE + CEE$ | ...(1) | | | | |
| Donde: | | | | | |
| PTE: Penalidad total por empresa | | | | | |
| PEE: 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 | | | | | |
| $PPE = MRD_SEIN * \%Participación_base_emp_{(Nseñales)} * CRPP * \delta D$ | ...(2) | | | | |
| Donde: | | | | | |
| $MRD_SEIN = Desconexión_ERACMF * T$ | ...(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%. | | | | | |
| CRRP: 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: Numero de señales del SEIN total requeridas por el COES. | | | | | |
| Para el caso de entidad: | MINERA VOLCAN | | | | |
| Señales requeridas 2014 - II | 27 | Señ. SEIN 2014: | 14,487 | %Participación_base_emp = | 0.0018637 |
| Señales requeridas 2015 - I | 27 | Señ SEIN 2015: | 15,448 | %Participación_base_emp = | 0.0017478 |

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2456-2017**

| | | | | | |
|---|---|---|--------|--|-----------------|
| <i>Aplicando (3), (4) y (5) para 2014 - II</i> | Participación base perjuicio SEIN 2014-II (S/.) | 6,042.0 | ...(a) | | |
| <i>Aplicando (3), (4) y (5) para 2015 - I</i> | Participación base perjuicio SEIN 2015-I (S/.) | 5,666.1 | ...(b) | | |
| Δ Deficit Disp General 2014-II (90%) | 0.6610047 | <i>Aplicando este factor a (a) se obtiene PEE - 2014 - II</i> | | Penalidad por Perjuicio SEIN - 2014 II | 3,993.8 |
| Δ Deficit Disp General 2015-II (90%) | 0.0710267 | <i>Aplicando este factor a (b) se obtiene PEE - 2015 - I</i> | | Penalidad por Perjuicio SEIN - 2015 I | 402.4 |
| Penalidad perjuicio al SEIN por indisponibilidad de la empresa: | | | | | |
| | | 4,396 | | | |
| <i>Costo evitado por Periodo de Control equivalente al salario de 1 mes de "Ingeniero Senior de Telecomunicaciones"</i> | | | | | |
| Costo evitado por indisponibilidad 2014 - II = | | | 12,045 | | |
| Costo evitado por indisponibilidad 2015 - I = | | | 12,045 | | |
| Penalidad costo evitado por indisponibilidad de señales de la empresa (CEE) 2014 II - 2015 I (S/.): | | | 24,090 | | |
| Penalidad Total | | | | (PEE + CEE) = | 28,486.2 |
| Penalidad Total en UIT = 7.03 | | | | | |

En ese sentido, corresponde sancionar a VOLCAN con una multa ascendente a 7.03 UIT por no haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR, incumpliendo con lo establecido en su numeral 4.2.2, siendo pasible de sanción de acuerdo con el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

De conformidad con lo establecido en el literal b) del artículo 9 de la Ley N° 26734, Ley de Osinergmin; el literal a) del artículo 39 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; el artículo 1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD; la Ley N° 27699; lo establecido por el Capítulo II del Título III del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; y las disposiciones legales que anteceden;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- ARCHIVAR el procedimiento administrativo sancionador iniciado a la empresa VOLCAN COMPAÑÍA MINERA S.A.A. a través del Oficio N° 2288-2016, respecto a las imputaciones consignadas en los literales a) y b) del numeral 1.2 de la presente Resolución.

Artículo 2.- SANCIONAR a la empresa VOLCAN COMPAÑÍA MINERA S.A.A. con una multa ascendente a 7.03 UIT, vigentes a la fecha de pago, por no haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de 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, incumpliendo con lo establecido en su numeral 4.2.2, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Código de Infracción: 1600164762-01

Artículo 3.- DISPONER que el monto de la multa sea depositado en la cuenta recaudadora N° 193-1510302-0-75 del Banco de Crédito del Perú o en la cuenta recaudadora del Scotiabank Perú S.A.A., importes que deberá cancelarse en un plazo no mayor de 15 días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, debiendo indicarse al momento de la cancelación al banco el número de la presente resolución y los códigos de infracción, sin perjuicio de informar en forma documentada a Osinergmin del pago realizado.

Artículo 4.- De conformidad con el segundo párrafo del numeral 42.4 del artículo 42 del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 272-2012-OS/CD, modificado por Resolución de Consejo Directivo N° 187-2013-OS/CD, la multa se reducirá en un 25% si se cancela el monto de ésta dentro del plazo fijado en el artículo anterior y la sancionada se desiste del derecho de impugnar administrativa y judicialmente la presente resolución.

«image:osifirma»

Gerente de Supervisión de Electricidad (e)