

**TRIBUNAL DE APELACIONES DE SANCIONES
EN TEMAS DE ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN**

SALA 1

RESOLUCIÓN N° 87-2020-OS/TASTEM-S1

Lima, 26 de junio del 2020

VISTO:

El Expediente N° 2017-087¹ que contiene el recurso de apelación interpuesto el 12 de febrero de 2020 por Red de Energía del Perú S.A. (en adelante, REP), representada por el señor Jorge Armando Velarde Núñez Melgar, contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin N° 161-2020 de fecha 21 de enero de 2020, que declaró infundado el recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin N° 2034-2018 del 15 de agosto de 2018, mediante la cual se la sancionó por incumplir el numeral 4.2.2 de la *“Norma Técnica para el Intercambio de información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”*, aprobado por Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE (en adelante, NTIITR), en el segundo semestre del 2014 y el primer semestre de 2015.

CONSIDERANDO:

1. Mediante Resolución de División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin N° 2034-2018 del 15 de agosto de 2018, se sancionó a REP con una multa de 87,98 (ochenta y siete con noventa y ocho centésimas) UIT, por incumplir el numeral 4.2.2² de la NTIITR en el segundo

¹ Expediente SIGED N° 201600158473.

² **NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN DE TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL, APROBADO POR RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM/DGE.**

“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:

4.2.1 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% del 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 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.*

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.*

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

RESOLUCIÓN N° 87-2020-OS/TASTEM-S1

semestre de 2014 y en el primer semestre de 2015, dado que no alcanzó el índice de disponibilidad del 90%, requerido en la segunda etapa de la NTIITR.

Cabe señalar que la infracción antes mencionada se encuentra tipificada como infracción sancionable en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD³.

2. A través del escrito con registro N° 201600158473 de fecha 10 de setiembre de 2018, REP interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin N° 2034-2018, el cual fue declarado infundado mediante la Resolución de División de Supervisión de Electricidad Osinergmin N° 161-2020 del 21 de enero de 2020.
3. Con escrito de registro N° 201600158473 del 12 de febrero de 2020, REP interpuso recurso de apelación contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin N° 161-2020, en atención a los siguientes argumentos:
 - a) Los valores de disponibilidad de REP obtenidos por el COES entre los años 2014 y 2015 fueron calculados con una arquitectura, metodología y criterios desfavorables para los agentes, de acuerdo con lo manifestado por el consultor internacional KEMA del año 2011 y otros motivos ajenos a la responsabilidad de los agentes, como es el caso de REP; pero que influían en los cálculos del indicador de disponibilidad, tales como: i) demoras en el procesamiento de las señales en el SCADA⁴ del COES, ii) barridos fuera de tiempo del SCADA del COES, que hacen que la información enviada por REP sea leída fuera de tiempo (transgrediendo la tolerancia de la NTIITR), pese a que los datos se encontraban disponibles y actualizados, iii) errores en el algoritmo de cálculo del indicador para no considerar en el cálculo señales asociadas a celdas desenergizadas o sin maniobrar o equipos de reserva, iv) otros argumentos referidos a la indisponibilidad de las RTU por modernización de las subestaciones, proyectos de ampliación y actualizaciones de la plataforma SCADA.

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'.

³ ANEXO 1 DE LA ESCALA DE MULTAS Y SANCIONES DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA DE OSINERGMIN, RESOLUCIÓN N° 028-2003-OS/CD.

N°	TIPIFICACIÓN DE INFRACCIÓN	BASE LEGAL	SANCIÓN	E. Tipo 1	E. Tipo 2	E. Tipo 3	E. Tipo 4
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. 201° inc. P) del Reglamento	Amonestación De 1 a 1000 UIT	— (M) Hasta 200 UIT	— (M) Hasta 300 UIT	— (M) Hasta 500 UIT	— (M) Hasta 1000 UIT

“Artículo 201°. - El Osinergmin sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica, y/o clientes libres, así como al COES cuando incumpla sus obligaciones previstas en la Ley, el Reglamento o las normas técnicas, (...)

p) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión.”

⁴ Supervisory, Control and Data Acquisition.

RESOLUCIÓN N° 87-2020-OS/TASTEM-S1

Precisa que esto no podía advertirse anteriormente, por cuanto los agentes no podían efectuar un seguimiento a sus señales enviadas, lo cual fue notificado por el propio COES a Osinergmin con la Carta N° COES/D-927-2017, donde se indicó que: *“(...) los integrantes de la RIS han carecido de un mecanismo que les permite hacer un seguimiento diario de la disponibilidad de sus señales y corregir oportunamente cualquier problema asociado (...)”*.

Sin embargo, Osinergmin ha desestimado el argumento de REP de hacer notar la problemática existente a la falta de trazabilidad de las señales enviadas al COES para que los agentes realicen el seguimiento diario de la disponibilidad de sus señales y corregirlas oportunamente ante cualquier problema presentado, por el simple hecho de haber sido notificados en el año 2017 con la Carta N° COES/D-927-2017, año distinto al periodo de control de este procedimiento administrativo (2014-2015).

- b) No es responsable por haber incumplido con la disponibilidad de señales de los años 2014 y 2015, toda vez que en el año 2019, sin haber efectuado ninguna inversión en infraestructura, se ha logrado incrementar la disponibilidad de las señales de REP, en base a trabajos de reconfiguración de los enlaces ICCP tanto en el envío de las señales en instalaciones de REP como en la recepción de señales en instalaciones del COES. Manifiesta que la disponibilidad de señales REP en el segundo semestre de 2014 y en el primer semestre de 2015 fueron de 69,545% y 73,098%, respectivamente, según los reportes del COES, manteniendo ese comportamiento hasta el primer semestre de 2019.

Precisa que, en febrero de 2019, se iniciaron coordinaciones y actividades conjuntas entre REP y el COES para realizar cambios en la forma del envío de las señales. Por tal motivo, el COES generó un nuevo Anexo B de la NTIITR, que consistió en dividir los enlaces a nivel de aplicación ICCP para el intercambio de señales, estableciendo un máximo de cantidad de señales por enlace. Estos trabajos se completaron en el mes de agosto de 2019, donde se agruparon las señales enviadas por áreas geográficas, a solicitud del COES (Área Norte, Centro y Sur), tratando de no sobrepasar la cantidad de 1 000 señales en promedio por cada enlace ICCP. Adicionalmente, en el sistema SCADA del COES se crearon “Dataset” (de acuerdo al numeral 1.2 de la NTIITR) por tipo de señal, agrupando por separado señales digitales y analógicas.

A nivel del software de aplicación ICCP, tanto en REP como en el COES se efectuaron cambios a nivel lógico en los enlaces ICCP. Para ello, se crearon cuatro enlaces lógicos y por cada enlace se agrupó las señales por área geográfica. Estos cambios de configuración no involucraron modificaciones en la infraestructura física entre REP y el COES.

En este sentido, los resultados obtenidos en el indicador de disponibilidad publicado por el COES en el segundo semestre de 2019 (85%) evidencian que la forma en que se encontraba configurada la aplicación, con un solo enlace transmitiendo más de 3 500 señales, venía generando un impacto negativo en la disponibilidad alcanzada por REP desde el año 2014 hasta el primer semestre de 2019 y, de continuar así, se hubiera

RESOLUCIÓN N° 87-2020-OS/TASTEM-S1

seguido afectando el procesamiento de las señales que recibe el COES, introduciendo retardos en el estampado de tiempo y calidad de los datos enviados por REP. A ello se debe sumar la indisponibilidad generada por las señales que corresponden a equipos desenergizados (de reserva), no contemplados en el algoritmo de cálculo por no presentar variación alguna en sus valores y demás situaciones de modernización de RTU's por proyectos y del propio sistema SCADA de REP.

Tal situación no pudo ser advertida en el periodo en el que se le imputa el incumplimiento porque la plataforma del COES, en el año 2014, no estaba preparada para el desempeño exigido, tal como KEMA lo manifestó con anticipación en su informe técnico del año 2011, el cual fue rechazado por Osinergmin.

Posteriormente, REP recién completaba la actualización de su plataforma, que tuvo una etapa de estabilización y sintonía, que coincidieron con los periodos de control de la segunda etapa de la NTIITR.

- c) Los cambios realizados en el envío y recepción de señales ICCP no obedecen a ninguna norma internacional que indique cómo agrupar las señales, ni la cantidad máxima de enlaces a usar, ni el número de señales a enviar como máximo por cada enlace, etc., sino que obedecen a un conjunto de buenas prácticas, análisis exhaustivos de desempeño de la transferencia de datos, pruebas y ajustes continuos que se han venido efectuando en conjunto con el COES y que aún continúan en proceso para completar la sintonización final de ambas plataformas.
- d) En la resolución apelada se ha desestimado el medio probatorio consistente en información extraída del portal web del COES. Al respecto, indica que la plataforma en la que se realizaba el cálculo del índice de disponibilidad era errada, por cuanto consideraba como disponibilidad cero las señales enviadas por los equipos desenergizados o considerados como reserva, afectando al indicador global por empresa. Por lo indicado, considera que el algoritmo de cálculo no tuvo en cuenta la situación en su momento, dado que los equipos que estuvieron desenergizados, sin maniobrar o de reserva, sin variación en sus valores de medida asociados ni cambios de estado, tuvieron disponibilidad cero en forma permanente, lo que impactó negativamente en la disponibilidad de REP.

Por lo expuesto, se reafirma en indicar que el algoritmo de cálculo no contempló este escenario. Por ello, los resultados publicados por el COES en el portal de la RIS son cuestionables. Todo esto es ajeno al cumplimiento del procedimiento de exclusión de señales indicado en la NTIITR, el cual aplica para excluir señales de equipos en mantenimiento por más de 72 horas, o el desarrollo de algún proyecto de modernización.

- e) Precisa que resulta injusto sancionar a REP por el incumplimiento del indicador de disponibilidad de señales del periodo 2014-2015, al presentarse observaciones a la arquitectura, metodología y criterios empleados por el COES para efectuar los cálculos y sobre todo la ausencia de una adecuada sintonización en la aplicación ICCP entre REP y el COES, que no hubiera sido posible aplicarla en los años 2014-2015 sobre la

RESOLUCIÓN N° 87-2020-OS/TASTEM-S1

plataforma del COES, lo cual fue advertido por el COES en la Carta N° COES/D-927-2017 remitida a Osinergmin y en el informe KEMA del año 2011 para la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía.

4. Por Memorándum N° DSE-249-2020, recibido el 14 de mayo de 2020, la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin remitió al TASTEM el recurso de apelación, el cual luego de haber realizado la evaluación del expediente y de la normativa vigente, ha llegado a las conclusiones que se señalan en los numerales siguientes.
5. Respecto a lo alegado en los literales a) al e) del numeral 3), se debe señalar que de acuerdo con el numeral 1.3.1 de la NTIITR⁵, es responsabilidad de los integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) incorporados a la Red ICCP del SEIN (RIS), como es el caso de REP, 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. Por lo tanto, REP asume la responsabilidad en el cumplimiento de las normas y disposiciones contenidas en la NTIITR, toda vez que es la llamada a cumplir con las exigencias para la adecuación de los Centros de Control de los Integrantes del SEIN, las cuales permitirán no solo mantener la estabilidad y continuidad del sistema eléctrico sino predecir y mitigar posibles contingencias, a fin de lograr una rápida recuperación del suministro eléctrico.

De conformidad con el numeral 4.1 de la NTIITR, el COES evalúa las transferencias de información vía protocolo ICCP, efectuándose dicha evaluación a la llegada de las señales al servidor ICCP del COES. Asimismo, se precisa que el índice de disponibilidad por empresa se evaluará para el periodo de control (de enero a junio y de julio a diciembre de cada año).

Por su parte, el numeral 4.2 de la NTIITR establece 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 el intercambio de información en tiempo real usando la RIS. A continuación se muestra el periodo de duración de cada etapa y su respectivo índice de disponibilidad⁶:

Etapas	Periodo	Índice de Disponibilidad (%)
Primera Etapa	28.11.2012 al 27.05.2014	75%
Segunda Etapa	28.05.2014 al 27.05.2015	90%
Etapa objetivo	28.05.2015 - indefinidamente	Señales en general* 96%
		Señales de alta prioridad** 98.8%

* Se refiere a todo el universo 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.

⁵ "1.3 Responsabilidades de los Integrantes de la RIS

Cuando un Integrante de 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."

⁶ Ver nota al pie N° 2.

RESOLUCIÓN N° 87-2020-OS/TASTEM-S1

En el presente caso, conforme se desprende del Informe Técnico N° DSE-UGSEIN-363-2016, sobre la base del cual se sustenta el inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, el COES, en atención a lo previsto en la Segunda Disposición Complementaria de la NTIITR⁷, a través de las Cartas N° COES/D-022-2015 y N° COES/D-312-2015, informó a Osinergmin acerca del desarrollo y cumplimiento de la NTIITR en el periodo de control correspondiente al segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015, en particular lo referido a la segunda etapa de aplicación de la NTIITR. Así, según lo informado por el COES, se determinó que REP alcanzó el 69,545% y 73,098% de índice de disponibilidad en el segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015, respectivamente, siendo el estándar mínimo para la segunda etapa de 90%, conforme con lo establecido en el numeral 4.2.2 de la NTIITR.

De lo señalado se desprende que REP no cumplió con alcanzar el índice de disponibilidad de 90% requerido para el segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015, periodos correspondientes a la segunda etapa de adecuación de la NTIITR, toda vez que solo alcanzó índices de disponibilidad de 69,545% y 73,098%, respectivamente, según la información proporcionada por el COES, esto es, con una diferencia de 20,545% y 16,902%, respectivamente, lo cual infringe lo dispuesto en el numeral 4.2.2 de la mencionada NTIITR.

Con relación a que los valores de disponibilidad de REP obtenidos por el COES entre los años 2014 y 2015 fueron calculados con una arquitectura, metodología y criterios desfavorables para los agentes, conforme a lo señalado en el informe elaborado por el consultor internacional KEMA, se debe precisar que dicho informe es uno de parte, elaborado en el año 2011 para la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, es decir, el informe al que alude REP fue elaborado antes de la expedición de la NTIITR, la cual se encuentra vigente a partir del 20 de noviembre de 2012, y cuyas disposiciones son de obligatorio cumplimiento para los integrantes del SEIN.

Así, en el numeral 4.1 de la NTIITR se ha especificado la metodología conforme a la cual el COES debe evaluar las transferencias de información vía protocolo ICCP y determinar el índice de disponibilidad en cada periodo de control.

De acuerdo con lo establecido en el numeral 4.1⁸ de la NTIITR, se excluyen del cómputo de la disponibilidad las señales que correspondan a equipos que se encuentran fuera de servicio

⁷ NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRIC INTERCONECTADO NACIONAL - RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE
"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."

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

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:

(...)

RESOLUCIÓN N° 87-2020-OS/TASTEM-S1

por situaciones de fuerza mayor, declaradas por Osinergmin de manera expresa. Además, conforme a lo preceptuado en el numeral 4.2⁹ de la NTIITR, sólo se excluyen 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.

Sin embargo, en el caso bajo análisis REP no ha acreditado haberse encontrado dentro de los supuestos de exclusión establecidos en la NTIITR, debiendo resaltarse que en la segunda etapa de la adecuación de los sistemas SCADA/ICCP a la NTIITR, sólo se exigía un índice de disponibilidad del 90%. Por tanto, existía una permisividad de error del 10%, equivalente a 438 horas que permitía la norma como indisponibilidad de transferencia de datos en tiempo real para cada periodo de control semestral, dentro de las cuales podían cubrirse situaciones no contempladas dentro de los supuestos de exclusión del índice de disponibilidad.

Sobre lo alegado por REP en el sentido que los agentes no podían efectuar un seguimiento a sus señales enviadas, lo cual fue notificado por el propio COES a Osinergmin con la Carta N° COES/D-927-2017, donde se indicó que: *“(...) los integrantes de la RIS han carecido de un mecanismo que les permite hacer un seguimiento diario de la disponibilidad de sus señales y corregir oportunamente cualquier problema asociado (...)”*, corresponde señalar que el texto al que alude REP se encuentra referido a lo que habría ocurrido con ocasión de la implementación del nuevo SCADA Spectrum Power 7 (SP7) del COES, que se produjo en el año 2016, es decir, con posterioridad a los periodos materia de supervisión, que corresponden al segundo semestre de 2014 y el primer semestre de 2015.

En efecto, en la mencionada Carta N° COES/D-927-2017 se indica lo siguiente:

“(...) Asimismo, cabe mencionar que con ocasión de la implementación del nuevo SCADA Spectrum Power 7 (SP7) del COES que reemplazó al antiguo TR_COES a partir del 01.08.2016, quedó deshabilitado el aplicativo para el reporte en la página web que mostraba el estado de los enlaces y la disponibilidad diaria de las señales de cada integrante de la RIS; ello debido a que dicho aplicativo fue un desarrollo ad-hoc sobre la plataforma del TR_COES, y su migración hacia el SP7 aún no ha sido culminada.

Se excluirá del cómputo de la Disponibilidad, las señales de 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.”

⁹ **NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICICO INTERCONECTADO NACIONAL - RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE**

4.2 Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP

(...)

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”.

RESOLUCIÓN N° 87-2020-OS/TASTEM-S1

En este sentido, los integrantes de la RIS han carecido de un mecanismo que les permita hacer un seguimiento diario de la disponibilidad de sus señales y corregir oportunamente cualquier problema asociado. Cabe indicar que dicha herramienta no forma parte de la NTIITR y fue implementada por el COES para dar mayor facilidad a los Agentes. (...)”.

De lo anterior, se advierte que durante los periodos materia de supervisión, es decir, el segundo semestre de 2014 y el primer semestre de 2015, REP sí tuvo acceso al aplicativo desarrollado por el COES para el reporte en su página web del estado de los enlaces y la disponibilidad diaria de las señales de cada integrante del RIS. Si bien la NTIITR no obliga al COES a diseñar un aplicativo a fin de monitorear el envío de señales, la herramienta diseñada por el COES le permitió a REP y a todos los integrantes del SEIN incorporados a la RIS, hacer un seguimiento de la disponibilidad de sus señales y corregir cualquier problema asociado oportunamente.

De otro lado, en su recurso de apelación REP ha referido que completó la actualización de su plataforma, la cual tuvo una etapa de estabilización y sintonía, y que ello coincidió con los periodos de control de la segunda etapa de la NTIITR, habiendo señalado también en su escrito de descargos al inicio del presente procedimiento administrativo sancionador que de febrero de 2014 a agosto de 2015 (es decir, desde la puesta en servicio de la nueva plataforma y las últimas actualizaciones) ocurrieron indisponibilidades en el envío de señales por los reinicios de la plataforma y la aplicación de parches. Sobre el particular, debe indicarse REP, en su calidad de los integrante del SEIN incorporados a la RIS, debió considerar que la implementación y actualización de un sistema SCADA no puede justificar la interrupción de la transferencia de información en tiempo real de la situación operativa de sus instalaciones eléctricas durante un periodo de 19 (diecinueve) meses, sino que en el desarrollo de dicho proyecto debió prever lo necesario para continuar con las operaciones, que implica proporcionar información en tiempo real para la adecuada operación del SEIN.

En virtud de los fundamentos anteriormente expuestos, este Órgano Colegiado considera que corresponde desestimar las alegaciones formuladas por REP en su recurso de apelación.

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 Red de Energía del Perú S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad Osinergmin N° 161-2020 del 21 de enero de 2020 y **CONFIRMAR** la citada resolución en todos sus extremos.

Artículo 2°. - Declarar agotada la vía administrativa.

Con la intervención de los señores vocales: Luis Alberto Vicente Ganoza de Zavala, Ricardo Mario Alberto Maguiña Pardo y Santiago Bamse Eduardo Jaime Antúnez de Mayolo Morelli.

«image:osifirma»

PRESIDENTE