

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1842-2017**

Lima, 30 de octubre del 2017

**Exp. N° 2014-452**

**VISTO:**

El expediente SIGED N° 201300160827, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado mediante Oficio N° 1743-2014 a la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. (en adelante, REP), identificada con R.U.C. N° 20504645046.

**CONSIDERANDO:**

**1. ANTECEDENTES**

- 1.1. Mediante Informe Técnico N° GFE-UTRA-102-2014, se recomendó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador a la empresa REP por las interrupciones del servicio eléctrico en Huánuco, los días 21 y 22 de septiembre de 2013.
- 1.2. El referido informe recomendó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por la infracción detallada a continuación:
  - a) Incumplió con el horario dispuesto por el COES (05:00 a 16:00 horas del día 21 de septiembre de 2014) para el mantenimiento programado en el transformador de potencia T26-11, dado que se produjo una desconexión el día 21 de septiembre de 2014 desde las 18:03:02 hasta las 18:04:28 horas, así como cinco desconexiones el día 22 de septiembre de 2013, lo cual incumple con el artículo 32° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 1.3. Mediante el Oficio N° 1743-2014, notificado el 17 de diciembre de 2014, se inició un procedimiento administrativo sancionador a REP por la presunta infracción señalada en el Informe Técnico N° GFE-UTRA-102-2014.
- 1.4. A través de la Carta N° CS000019-15011348 recibida el 9 de enero de 2015, REP remitió sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador, los que se fundamentan en que:
  - a) Con la finalidad de mejorar la confiabilidad en la operación y supervisión de la subestación Huánuco, llevó a cabo el proyecto denominado "Modernización del sistema de control y protección de la subestación Huánuco 138/22,9/10 kV", para lo cual programó para el día 21 de setiembre de 2013 la desconexión del transformador de potencia T26-11 a las 05:00 y 16:00 horas por periodos menores de tres minutos para el traslado y retorno de la carga del T26-11 al T57-121, mientras que el transformador T57-121 se programó para el día 22 de setiembre de 2013 en el horario de 07:00 a 17:00 horas, con interrupción de suministro de la barra "B" de 22,9 kV

- b) El 21 de septiembre de 2013 se realizó la transferencia de carga del T26-11 al T57-121 desde las 05:00:53 hasta las 05:02:36 horas; mientras que el retorno de la carga se realizó a las 18:03:02 hasta las 18:04:28 horas. Indica que este retorno de carga se realizó con retraso por problemas propios que pueden suceder en este tipo de trabajos, por lo que el transformador T26-11 entró en servicio solo con su protección diferencial, quedando pendiente las demás protecciones, así como sin supervisión desde el Centro de Control; por ello, se vio en la necesidad intervenir de emergencia al día siguiente para completar y poner en servicio el transformador T26-11 tal como había sido concebido, razón por la que coordinó con Electrocentro el traslado de carga del T26-11 al T57-121 para las 11:30 horas del día 22 de septiembre de 2013 y su retorno para las 17:45 horas del mismo día.

Esta intervención no fue considerada en la programación diaria del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, COES) por encontrarse fuera del plazo para su programación, y por el riesgo que representaba la operación del transformador T26-11 se consideró como trabajo correctivo. El 22 de septiembre de 2013 se intervino en el transformador T26-11, tal como se había coordinado con Electrocentro. Sin embargo, durante los trabajos se presentaron desconexiones imprevistas.

- c) Respecto a la imputación en su contra, señala que los trabajos en los transformadores de potencia T26-11 y T57-121 de la Subestación Huánuco, se programaron al amparo del literal a) del artículo 14° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- d) Para el cumplimiento de este artículo refiere que el COES ha elaborado su Procedimiento N° 12 (Programación del mantenimiento para la operación del Sistema Interconectado Nacional), según el cual, el referido Comité aprueba las propuestas de mantenimientos de sus integrantes en función a los criterios de economía, calidad y seguridad para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante, SEIN). Así, concluye que son los integrantes del SEIN los que planifican sus trabajos, mientras que el COES los evalúa y aprueba.
- e) Para el caso de la programación de los trabajos de mantenimiento del 21 y 22 de septiembre del año 2013, indica que cumplió con el Procedimiento N° 12 y es por ello que el COES los consideró en las programaciones de mantenimiento mensual, semanal y diario del SEIN. En tal sentido, precisa que el horario establecido para la ejecución de los trabajos en los transformadores T26-11 y T-57 no fue una orden o imposición del COES. En este contexto, afirma que la postergación del retorno de la carga del transformador T57-121 al transformador T26-11 del día 21 de septiembre de 2013, se debió a problemas suscitados durante los trabajos de mantenimiento, con el propósito de evitar la restricción del servicio en horas de máxima

demanda, ya que el transformador T26-11 es de mayor capacidad que el T57-121.

- f) De otro lado, aclara que el 21 de septiembre de 2013, en coordinación con Electrocentro, canceló el trabajo que había programado realizar el día 22 de septiembre de 2013 en el transformador T57-121, con la finalidad de continuar con los trabajos pendientes en el transformador T26-11, por lo que la intervención del COES en este tipo de coordinaciones fue solo de carácter informativo; además, indica que no se han encontrado registros en los que el COES hubiese solicitado que el retorno de la carga del transformador T57-121 al transformador T26-11 del día 21 de septiembre de 2013 se realice a las 16:00 horas.
- 1.5. El 16 de octubre de 2017, mediante Oficio N° 3270-2017-OS-DSE, se notificó el Informe Final de Instrucción N° 110-2017-DSE, otorgándole un plazo de 5 días hábiles a fin de que formule sus descargos.
- 1.6. El 23 de octubre de 2017, a través de la Carta N° CS-459-170113348, REP presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción, los que se sustentan en que:
- a) La suspensión de los trabajos en el transformador T57-121, así como la continuación de los trabajos en el transformador T-26-11 fijados para el día 22 de septiembre de 2013, fueron de pleno conocimiento del COES, es por ello que este organismo en su Informe de evaluación del mantenimiento del día 22 de septiembre de 2013 consigna los trabajos de mantenimiento de emergencia realizados en el transformador T-26-11.
  - b) Para el día 22 de septiembre de 2013 estaba previsto realizar dos interrupciones de menos de tres minutos, para el traslado y retorno de la carga del transformador T26-11 al transformador T57-121, programadas para las 11:30 horas y 17:45 horas, respectivamente; las mismas que se llevaron a cabo a las 11:36:33 horas para el traslado de carga y a las 17:50:35 horas su retorno.
  - c) Las desconexiones que se presentaron a las 18:35:22 horas y a las 20:29:15 horas fueron fallas propias de la complejidad en las labores realizadas en las instalaciones en plena operación, como el caso de las que se presentaron en el cableado interno del sistema de protección, que conllevó a la actuación del relé de sobrecorriente de tiempo inverso temporizado del transformador, por lo cual se intervino inmediatamente para la reposición del servicio.
  - d) Reitera que todas las acciones fueron comunicadas al COES como operador del SEIN así como a Electrocentro, por lo que, no existiendo acciones inconsultas de parte de REP, resulta un imposible material y lógico argumentar desacato por parte de REP a las disposiciones del COES.

- e) En consecuencia, sostiene que las acciones realizadas fueron acordes con la normativa del subsector eléctrico, acordes con las circunstancias y por lo tanto no existe nexo causal entre lo realizado, lo presuntamente incumplido y el criterio para la graduación de la sanción.

- 1.7. Mediante Memorándum N° DSE-CT-288-2017, de fecha 25 de octubre de 2017, el Jefe de Fiscalización de Generación y Transmisión Eléctrica remitió el presente expediente al Gerente de Supervisión de Electricidad, para la emisión de la resolución correspondiente.

## **2. CUESTION PREVIA**

De conformidad con lo establecido en el inciso a) del artículo 39° del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, publicado el 12 de febrero de 2016 en el Diario Oficial "El Peruano", corresponde a la División de Supervisión de Electricidad conducir la supervisión del 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.

## **3. CUESTIONES EN EVALUACIÓN**

- 3.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente.
- 3.2. Respecto a que REP incumplió con el horario dispuesto por el COES para el mantenimiento programado en el transformador de potencia T26-11, dado que se produjo una desconexión el día 21 de septiembre de 2014 desde las 18:03:02 hasta las 18:04:28 horas, así como cinco desconexiones el día 22 de septiembre de 2013.
- 3.3. Graduación de la sanción.

## **3. ANÁLISIS**

### **3.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente**

Según lo señalado por el artículo 32° de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE), publicada en el Diario Oficial El Peruano el 19 de noviembre de 1992, los integrantes del COES están obligados a cumplir las disposiciones que emita dicho Comité.

Debe considerarse que el numeral b) del artículo 31° de la misma ley establece que las concesionarias eléctricas están obligadas a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda.

Asimismo el inciso c) del numeral 1.4.4 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-DGE (en adelante, NTCOTR), establece que los integrantes del sistema que deben contar con un centro de control, deben ejecutar las órdenes operativas dispuestas por el Coordinador e informar a éste sobre su ejecución.

En este contexto normativo, el artículo 201° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobada por Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que 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 cuando incumplan sus obligaciones previstas en la Ley.

En ese sentido, el numeral 1.47.4 del Anexo 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, tipifica “el incumplimiento de los procedimientos establecidos o de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES”.

**3.2. Respecto a que REP incumplió con el horario dispuesto por el COES para el mantenimiento programado en el transformador de potencia T26-11, dado que se produjo una desconexión el día 21 de septiembre de 2014 desde las 18:03:02 hasta las 18:04:28 horas, así como cinco desconexiones el día 22 de septiembre de 2013.**

Como ha referido REP en sus descargos, con la finalidad de mejorar la calidad del servicio eléctrico de la ciudad de Huánuco, desde el mes de junio de 2013, desarrolló el Proyecto "Modernización del sistema de control y protección de la subestación Huánuco 138/22.9/10 kV" (en adelante, Proyecto) para mejorar la operatividad y confiabilidad de los equipos de la subestación Huánuco desde donde se atiende la demanda de la ciudad; así como, la transferencia de información operativa en tiempo real al Centro de Control de REP y el COES. Cabe indicar que de acuerdo a la normativa del sector, las actividades de este proyecto fueron debidamente coordinadas y aprobadas por el COES.

**Mantenimiento Programado Semanal**

Día : Sábado 21/09/2013										
Semana : 39										
Empres a	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción	MW Indisp.	Progr.	Dispon	Interrup	Tipo
Red de Energía del Perú	Huánuco	T26-11	21/09/2013 5:00	21/09/2013 16:00	Proyecto modernización de protecciones: puesta en servicio de nuevo sistema de protección y control (Obs.: Corte de la barra de 10 KV por menos de 3 minutos para traslado de la carga del T26 al T57 A las 05:00 y otro	0	P	F/S	N	Ampliación

**RESOLUCIÓN**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 1842-2017**

					para retorno de la carga a las 16:00 horas)					
Red de Energía del Perú	Huánuco	T57-121	22/09/2013 7:00	22/09/2013 17:00	Proyecto modernización de protecciones: puesta en servicio de nuevo sistema de protección y control	0	P	F/S	N	Ampliación

Es posible apreciar que el programa solo contemplaba de manera genérica “Corte de la barra de 10 kV por menos de 3 minutos para traslado de la carga del transformador T26 al transformador T57 A las 05:00 y otro para retorno de la carga a las 16:00 horas”.

Siendo esto así, se puede señalar que para el día 21 de septiembre de 2013, estuvieron previstos en el transformador T26-11, la ejecución de trabajos del Proyecto, que comprendía la puesta en servicio del nuevo Sistema de Protección y Control. Los cortes debían realizarse en la barra de 10kV en el horario de 05:00 a 16:00 horas, por periodos menores a 3 minutos, para trasladar la carga del transformador T26 al transformador T57 y otro para el retorno de la carga a las 16:00 horas.

Para el día 22 de septiembre de 2013, en el horario de 07:00 a 17:00 horas, estuvieron previstos los mismos trabajos en el transformador de potencia T57-121.

Al respecto es necesario indicar que pese a que los cortes de servicio para el día domingo 22 de septiembre de 2013 fueron suspendidos por la empresa Electrocentro por inconvenientes internos según comunicación de REP, esta última continuó realizando trabajos que no concluyó el 21 de septiembre de 2013 con las instalaciones en servicio (en caliente), lo que generó cinco interrupciones de suministro eléctrico, afectando a 32,547 usuarios de los distritos de Huánuco y Amarilis, entre otros, de la Provincia de Huánuco.

Las interrupciones que se produjeron el día 22 de septiembre de 2013 son las siguientes:

Ítem	Motivo	Sub motivo	Elemento eléctrico afectado	Clientes afectados	Inicio Interrupción	Fin interrupción	Duración
1	Por maniobra sin aviso	Transferencia de cargas	1408001-H-10	32457	22/09/2013 11:36:33	22/09/2013 11:37:53	00:00:01:20
2	Falla	Coordinación protección	1408001-H-10	32457	22/09/2013 14:36:59	22/09/2013 14:39:43	00:00:02:44
3	Por maniobra sin aviso (*)	Transferencia de cargas	1408001-H-10	32457	22/09/2013 17:50:35	22/09/2013 17:51:55	00:00:01:20
4	Falla	Coordinación protección	1408001-H-10	32457	22/09/2013 18:35:22	22/09/2013 18:36:41	00:00:01:19
5	Falla	Coordinación protección	1408001-H-10	32457	22/09/2013 20:29:15	22/09/2013 20:32:08	00:00:02:53

De estas interrupciones, como ha referido REP, tres de las cinco desconexiones ocurrieron por falla por actuación de protección, y dos de ellas fueron coordinadas con Electrocentro para transferencia de cargas. Se debe indicar que las tres últimas interrupciones consignadas en el cuadro precedente (17:51, 18:35 y 20:29 horas) se produjeron fuera del horario previsto (07:00 a 17:00 horas).

En consecuencia, REP no cumplió con la programación aprobada por el COES para la realización del Proyecto, ocasionando cortes intempestivos de servicio eléctrico por más de cinco veces a los distritos de Huánuco y Amarilis y otros de la Provincia de Huánuco los días sábado 21 de septiembre de 2013 y domingo 22 de septiembre de 2013, toda vez que no acató la orden operativa del COES, que disponía la realización de los trabajos previstos para el sábado 21 de septiembre de 2013, en el horario de 05:00 a 16:00 horas.

En efecto, REP no terminó los trabajos e incurrió en una interrupción del suministro eléctrico entre las 18:03:02 a 18:04:28 horas del día 21 de septiembre de 2013; asimismo ocasionó cortes intempestivos de servicio eléctrico por cinco veces (incluso 3 de ellos se produjeron posteriormente a la hora en que debió finalizar el programa de corte) a los distritos de Huánuco y Amarilis, entre otros de la Provincia de Huánuco, el día 22 de septiembre de 2013.

Es necesario precisar que REP en sus descargos al Procedimiento Administrativo Sancionador no ha negado la ocurrencia de las interrupciones al suministro eléctrico señaladas precedentemente e, inclusive, ha referido que se debieron a “(...) *problemas propios que pueden suceder en este tipo de trabajos (...)*” y que “(...) *esta intervención no fue considerada en la programación diaria del COES por encontrarse fuera del plazo para su programación (...)*”; sin embargo, en su argumento de defensa considera que su conducta no es típica en tanto que, el COES, de acuerdo a lo previsto en su Procedimiento N° 12 (Programación del Mantenimiento para la Operación del Sistema Interconectado Nacional), aprueba las propuestas de mantenimiento de sus integrantes, lo que significa que son los integrantes los que planifican sus trabajos, mientras que el COES los evalúa y aprueba, siendo por tanto su labor de naturaleza informativa.

Al respecto, es importante indicar que REP incurre en un error de interpretación, toda vez que la Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME que aprobó, entre otros, el Procedimiento N° 12, aplicable al presente caso dada la fecha de la producción de los hechos, estableció en su numeral 4, ítem 4.2, que es responsabilidad del Coordinador, es decir del COES, supervisar, controlar y coordinar con los integrantes del SINAC (Sistema Interconectado Nacional) el cumplimiento del programa de mantenimiento diario.

En consecuencia, la labor del COES en los programas de mantenimiento, no es de naturaleza informativa, sino de naturaleza imperativa por disposición de la propia norma, toda vez que, remitida la propuesta de mantenimiento por los integrantes del SINAC, y evaluada y aprobada por el COES, le corresponde la supervisión y control de su cumplimiento.

De otro lado, es de apreciarse que en sus descargos al Informe final de instrucción (en adelante, IFI) REP reiteró el contexto en el que se produjeron las desconexiones los días 21 y 22 de septiembre de 2014, señalando que “*la suspensión de los trabajos en el transformador T57-121 y la continuación de los trabajos en el transformador T26-11, no fueron incluidos en la programación diaria de mantenimiento del 22 de septiembre de 2013 del COES, porque se encontraban fuera de los plazos para su inclusión*”

A pesar de esta afirmación, incongruentemente señala que “(...) *tanto la suspensión de los trabajos en el transformador T57-121 así como la continuación*

*de los trabajos en el transformador T-26-11 para el 22 de septiembre de 2013 fueron de pleno conocimiento del COES; es por ello que, este organismo en su Informe de evaluación del mantenimiento del 22 de septiembre de 2013 consigna los trabajos de mantenimiento de emergencia realizados en el transformador T-26-11(...)*

Para acreditar su referido argumento, presenta parte del archivo "Manttoejec2209-v2\_22092013.xls" documento que el COES publica en su portal web, en el que se observa en la última columna que la programación de la actividad fue de tipo "Forzado/Imprevisto", por lo cual, según afirma, dada su naturaleza, no se habría incluido en el Programa Diario de Mantenimientos.

Sobre el particular, es necesario indicar que la posición de REP es incongruente pues, por una parte sugiere que la suspensión de los trabajos en el transformador T57-121 y la continuación de los trabajos en el transformador T26-11 no han sido del conocimiento del COES (porque se encontró fuera del plazo para incluirlo en la programación diaria de mantenimiento del 22 de septiembre del COES); y, por otra, insinúa que los trabajos referidos son de pleno conocimiento del COES y que por lo tanto en el informe de evaluación del mantenimiento del 22 de septiembre de 2013 se consignaron los trabajos de mantenimiento de emergencia realizados en el transformador T-26-11.

Asimismo del análisis del documento denominado "Manttoejec2209-v2\_22092013.xls", con el que REP pretende sustentar su argumento referido a que el COES tenía conocimiento de la suspensión de los trabajos del día 22 de septiembre del 2013, se puede observar que declaró que había realizado actividad en el equipo T26-11, teniendo como término inicial el 22 de septiembre de 2013 a horas 11:39 y como término final el 22 de septiembre a horas 17:51, en la descripción consignó *Proy. Modernización de Protecciones puesta en servicio de nuevo Sistema de Protección y Control (...Corte de la Barra de 10KV por menos de 3 minutos para traslado de la carga del T26 al T57); en Interrupciones se indicó: NO; en el Tipo: AMPLIACIONES y en el ítem PROGR: Forzado/Imprevisto*. Es decir, habiéndose consignado en el ítem Interrupciones una declaración negativa, debe inferirse que en la fecha referida en lo que respecta a la actividad forzada o imprevista declarada por REP no se produjo interrupción de suministro de ninguna clase.

Siendo esto así, no es posible apreciar que dicho documento enerve la realidad de los hechos que son sustento de la infracción en contra de REP, consistente en el incumplimiento de la programación aprobada por el COES para la realización del Proyecto; es decir que REP no terminó los trabajos e incurrió en una interrupción del suministro eléctrico entre las 18:03:02 a 18:04:28 horas del día 21 de septiembre de 2013; asimismo ocasionó cortes intempestivos de servicio eléctrico cinco veces (incluso 3 de ellos se produjeron posteriormente a la hora en que debió finalizar el programa de corte) a los distritos de Huánuco y Amarilis, entre otros distritos de la Provincia de Huánuco el día 22 de septiembre de 2013.

Es más, REP reconoce que se produjeron dichas interrupciones cuando señala en sus descargos al IFI que *"Las interrupciones de suministro fuera de los horarios programados y coordinados con Electrocentro, aludidas en el Informe*

*Final de Instrucción, se debieron a fallas que se presentaron en el sistema secundario del sistema de protección del transformador T26-11”.*

En este contexto fáctico que es sustento de la infracción imputada, es importante destacar que de acuerdo a lo establecido en el numeral 23.1 del 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.*”

Asimismo, en este contexto normativo, es necesario indicar que, no ha sido desvirtuado por REP que incumpliera con la programación aprobada por el COES para la realización del Proyecto y tratándose de responsabilidad objetiva no ha acreditado la fractura o inexistencia del nexo causal, tomándose en consideración como se ha señalado precedentemente, que en la comunicación posterior dirigida al COES por actividad de tipo forzado o imprevisto, se indicó que no se habían producido interrupciones del suministro, por lo que la referida comunicación es impertinente para el referido propósito de prueba.

Por tal motivo, se ha verificado que REP ha incumplido con el artículo 32° de la Ley de Concesiones Eléctricas, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.47.4 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

### **3.3. Respecto a la graduación de la sanción.**

En el escrito de descargos al IFI, se ha hecho también alegaciones en contra de la determinación de la multa, las cuales se analizarán como corresponde en la presente resolución.

Asimismo, no es factor vinculante el hecho de que el COES no hubiese generado informe o pronunciamiento que acredite el incumplimiento de alguna norma del subsector, lo cierto es que la función fiscalizadora y sancionadora es competencia exclusiva de Osinergmin y ésta comprende la facultad de determinar la comisión de las conductas tipificadas como infracciones administrativas y de ser el caso imponer la sanción de acuerdo a criterios objetivos, como ha sucedido en el presente que se ha utilizado como indicador objetivo el costo evitado.

Siendo esto así, 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° de del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.

Esta última norma establece que la comisión de la conducta sancionable no debe resultar más ventajosa para el infractor que cumplir las normas infringidas o

asumir la sanción, así como también que en la sanción a imponer debe considerarse: i) el beneficio ilícito resultante por la comisión de la infracción, ii) la probabilidad de detección de la infracción, iii) la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, iv) perjuicio económico causado, v) 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, 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.

El beneficio ilícito resultante está representado por el costo no incurrido por REP para cumplir lo dispuesto en la LCE y será tomado en cuenta al realizar la graduación de la multa.

Respecto a la probabilidad de detección, se debe precisar que el incumplimiento ha sido detectado por comunicación efectuada a Osinergmin.

Respecto a la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, es necesario considerar que la empresa interrumpió el suministro eléctrico en la región Huánuco en múltiples ocasiones.

Respecto al perjuicio económico causado, corresponde señalar que dicho incumplimiento perjudicó directamente al SEIN, al no contarse oportunamente con la modificación de la Programación del Mantenimiento propuesto por REP.

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 se han evidenciado especiales circunstancias que ameriten ser tenidas en cuenta.

En relación a la existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor, cabe precisar que este factor no se encuentra presente en el presente procedimiento.

A continuación se procederá a determinar la graduación de la sanción a imponerse a REP por la infracción imputada:

La metodología de determinación de sanciones utilizada por Osinergmin establece que las multas y sanciones deben representar un mecanismo disuasivo de aquellas conductas que se consideran inadecuadas, buscando que las empresas cumplan con la normatividad.

En el presente caso, se considera que la empresa tendrá incentivos a incurrir en el escenario de incumplimiento en la medida que los beneficios ilícitos sean mayores a la multa, considerando una determinada probabilidad de detección y sanción. Se asume que el escenario de incumplimiento tiene una probabilidad de detección igual a "p" y una probabilidad de no detección igual a "1-p"; entonces,

el beneficio esperado de una empresa (E(B)) al cometer la infracción será igual a:

$$E(B) = (1-p) B + p (B - M), \quad (1)$$

Donde E(B) es igual al beneficio esperado de la empresa por incumplimiento, y M es el monto de la multa que hace indiferente a la empresa entre cometer o no la infracción.

Bajo el enfoque de incentivos, M debe ser calculado de tal forma que se logre que el valor esperado de los beneficios asociados a la conducta ilícita sea nulo, a fin de que la empresa infractora sea indiferente a cometer dicha falta. Ello se obtiene cuando:

$$0 = (1-p) B + p (B - M) \rightarrow M^* = (B/p) * (1+A), \quad (2)$$

Donde:

B: Beneficio Ilícito de la empresa por incumplimiento de la LCE.

M: Multa disuasiva en el escenario de la infracción.

A: Factor atenuante o agravante.

P: Probabilidad de detección de la infracción.

El esquema indica que el cálculo de la multa disuasiva debe ser proporcional al Beneficio Ilícito de la empresa al cometer la infracción e inversamente proporcional a la probabilidad de detección de dicho escenario. Sin embargo, la efectividad del sistema también dependerá de los recursos destinados a la supervisión y fiscalización, los cuales aumentan la probabilidad de detección. De igual forma, se añade un componente "A", el cual resume un conjunto de factores atenuantes y agravantes de la sanción.

La metodología utilizada por Osinergmin admite la incorporación de un componente adicional a la ecuación de la multa (2) el cual equivale a un porcentaje "α" del valor económico del daño ocasionado. La incorporación de una fracción "α" del valor del daño es una señal que induce, de alguna manera, a la empresa infractora a internalizar los costos generados a la sociedad por su falta ocasionada. Por lo que la multa quedaría expresada de la siguiente forma:

$$M = [(B + \alpha D) / p] * (1 + A), \quad (3)$$

Dónde:

α = porcentaje equivalente al 5%,

D = valor económico del daño generado a la sociedad como consecuencia de la infracción.

En las infracciones mencionadas se incorpora un componente relacionado con el daño provocado a los usuarios por la energía eléctrica no suministrada. Este valor recibe el nombre del valor de la carga no suministrada (VOLL, por sus siglas en inglés), el cual representa el valor que los usuarios de electricidad atribuyen a la seguridad del suministro eléctrico

A través del Informe Técnico N° 010-2012-OEE/OS, se estima el costo de racionamiento para el sistema eléctrico peruano, el cual fue posteriormente utilizado para las fijaciones de las tarifas en barra que se realiza con periodicidad

anual. En el mencionado informe se indica que para estimar el costo de racionamiento de los usuarios residenciales, se utiliza el método de valoración contingente. A través del mismo, el costo de racionamiento se calcula como la disposición a pagar de los usuarios residenciales para acceder a un sistema de generación alternativa en el caso ocurra un corte de energía eléctrica programado. En el caso de los usuarios no residenciales, el cálculo del costo del racionamiento toma en cuenta el costo de generación incurrido por las empresas por un corte programado. En el caso de usuarios libres, se consideran los costos de autogeneración. Al promediar el valor del costo de racionamiento, ponderado por el consumo de energía para los diferentes consumidores, se estima un valor de US\$ 746/MWh. Este monto es utilizado para valorar la energía no suministrada, y por ende, el valor del daño provocado a los usuarios eléctricos por el corte de suministro programado.

Es necesario tener en cuenta que el Beneficio Ilícito de la infracción (B) se produjo por el Costo Evitado (CE) en que incurrió REP; es decir, el costo que se evitó de contratar una cuadrilla calificada (personal calificado) necesarios para realizar los trabajos del proyecto de modernización de protecciones (costo de mano de obra), lo que le hubiera permitido cumplir con lo programado por el COES. Adicionalmente, en el CE, se incluyen los costos de equipos, herramientas y materiales necesarios para realizar los trabajos de mantenimiento, que hubieran permitido cumplir con el horario programado por el COES.

Para el cálculo del costo de mano de obra se consideró la remuneración neta mensual de un ingeniero de mantenimiento y un técnico eléctrico, que son los costos que evitó contratar REP. Se divide el salario para cada día de trabajo. Para el cálculo del costo de equipos, herramientas y materiales se considera los costos de operación y mantenimiento de Edelnor. Se utilizaron dichos costos debido a que están asociados a actividades de mantenimiento (medición del aislamiento de la barra y equipos). El detalle de cada uno de estos se presenta a continuación:

Descripción	Und.	Cantidad	Precio Unitario del Recurso (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>Costos de materiales</b>				
Escobilla de acero	u	1.00	1.17	1.17
Tocuyo Industrial	kg	0.63	3.37	2.11
Pintura epóxica anticorrosiva	Gln	0.25	35.40	8.85
Brocha	u	3.00	6.07	18.20
Disolvente de pintura	u	0.25	6.72	1.68

**RESOLUCIÓN**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 1842-2017**

Cable de AG. P/Retenida	m	8.00	0.33	<b>2.60</b>
Franela	m	8.00	0.76	<b>6.11</b>
Limpiador de Contactos Eléctricos	Gln	0.25	12.23	<b>3.06</b>
Waype	kg	1.00	1.47	<b>1.47</b>
<b>Costos de equipos y herramientas</b>			<b>Total</b>	<b>45.25</b>
Camioneta 4x4 doble cabina	H/M	1	21.32	<b>21.32</b>
Línea tierra portátil unipolar 220 Kv	H/M	1	0.98	<b>0.98</b>
Revelador de tensión	H/M	0.5	0.38	<b>0.19</b>
Radio Portátil	H/M	8.5	0.27	<b>2.31</b>
Poleas	H/M	2	3.50	<b>7.01</b>
Poleas de 400 gr con gancho giratorio	H/M	2	2.46	<b>4.93</b>
Maleta de herramientas electricista	H/M	2	1.96	<b>3.93</b>
Estrobo de acero 5/8 diam. por 10 m	H/M	6	0.45	<b>2.69</b>
Martillo	H/M	2	0.16	<b>0.33</b>
Sogas de Nylon	H/M	6	1.70	<b>10.22</b>
Estrobo de acero 5/8 diam. por 10 m	H/M	6	0.45	<b>2.69</b>
Liga de 1/2", 50 m	H/M	2	0.42	<b>0.83</b>
Empalmadora Hidráulica	H/M	0.5	3.40	<b>1.70</b>
Maleta de herramientas	H/M	1	2.32	<b>2.32</b>
Herramientas Menores	%	5	55.78	<b>2.79</b>
Equipo de Seguridad	%	3	55.78	<b>1.67</b>
Aspiradora	H/M	1	3.07	<b>3.07</b>
Línea tierra portátil unipolar 33 kV	H/M	1	0.74	<b>0.74</b>
Megger 5000V	H/M	1	1.18	<b>1.18</b>
Micro - Ohmímetro, Multi - Amp	H/M	1	5.49	<b>5.49</b>
			<b>Subtotal</b>	<b>76.38</b>
			<b>Horas estimadas de ejecución (HM) (a)</b>	<b>4</b>

H/M: Horas-Máquina.

Fuente: GFE - COyM Edelnor y datos del análisis de costos unitarios de las actividades de mantenimiento de Red de Energía del Perú de la región Costa, aprobado por Osinergmin N° 067-2014-OS/CD: "Fijación de precios en barra [...] así como, sus correspondientes tarifas de transmisión" (link: <http://www2.osinerg.gob.pe/>) y validado por la GFE de Osinergmin. (a) Memorándum GFE-2015-979.

Elaboración: GPAE-Osinergmin

**RESOLUCIÓN**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 1842-2017**

		Evento 1	Evento 2	
Empresa 1/		REP	REP	
Ubicación 1/		Huánuco	Huánuco	
Fecha de Interrupción 1/		21/09/2013	22/09/2013	
Equipos (transformadores) 1/		T26-11	T57-121	
Hora de interrupción programada 1/	Inicio	05:00	07:00	
	Fin	16:00	17:00	
	<b>Siglas y fórmulas</b>	<b>Datos y cálculos</b>		<b>Unidades</b>
<b>Cálculo del beneficio ilícito-Costo Evitado</b>				
Beneficio Ilícito (jul 2017)	BI	8,321.29	8,321.29	S/
<b>Cálculo del daño</b>				
Interrupción no programadas				
Hora	18:03:02-18:04:28	0.02		h
Potencia		9.56		MW
Hora	11:36:33-11:37:53		0.02	h
Potencia			8.80	MW
Hora	14:36:59-14:39:43		0.05	h
Potencia			0.80	MW
Hora	17:50:35-17:51:55		0.02	h
Potencia			8.80	MW
Hora	18:35:22-18:36:41		0.02	h
Potencia			18.00	MW
Hora	20:29:15-20:32:08		0.05	h
Potencia			18.00	MW
Energía Interrumpida (set 2013)	$Ei=(Hi)*Pi$	0.23	1.69	MWh
Costo Racionamiento promedio del sector eléctrico (feb 2012)	CR	746	746	US\$/MWh
Tipo de cambio (feb 2012)	TC	2.68	2.68	S/ / US\$
Variación IPC alimentos y energía (jul 2017/feb 2012)	IPC	1.22	1.22	
D (jul 2017)	$D=(CR*TC*(Ei))*IPC$	552.62	4,116.15	S/
Alfa (%)		5%	5%	
alfa * D (jul 2017)	alfa*D	27.78	205.81	S/
<b>Multa</b>				
Probabilidad de detección	p	0.50	0.50	
M en S/ (jul 2017)	$M=[(B+alfa*D)/p]$	16,698.14	17,054.20	S/
		TOTAL MULTA	33,752.34	S/
Unidad Impositiva Tributaria (2017) 9/	UIT	4,050.00	4,050.00	S/.
M <sup>i</sup> en UIT (jul 2017)	$M^i=M/UIT$	4.12	4.21	UIT
		TOTAL MULTA	8.33	UIT

Se asume una probabilidad de detección de la infracción igual a  $p=0.5$ . Los usuarios de electricidad, a través de las tarifas eléctricas, compensan a las empresas de transmisión por los costos de mantenimiento que permiten mantener la conexión eléctrica en adecuadas condiciones de operación durante

**RESOLUCIÓN  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1842-2017**

la vida útil. Los costos de mantenimiento comprenden los costos de actividades preventivas y correctivas que implican el uso de diversos materiales y recursos para su ejecución. Debe indicarse que si bien, la División de Supervisión de Electricidad no contempla en sus procedimientos regulares la supervisión de las actividades de mantenimiento que realizan las empresas de transmisión, sí lo hace en sus inspecciones extraordinarias, siendo esto así, la probabilidad de detección de la omisión de las tareas de mantenimiento es relativamente baja. De tal forma, el incumplimiento del mantenimiento adecuado de las líneas solo puede ser detectado a través de las fallas o desconexiones en el suministro eléctrico, como el ocurrido en el presente evento.

De tal forma, el monto por la presente infracción, considerando los eventos referidos precedentemente (21 y 22 de septiembre de 2013), es igual a S/ 33,752.34 equivalente a 8.33 UIT.

En consecuencia, corresponde sancionar a la empresa con una multa ascendente a 8.33 UIT.

De conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 9° de la Ley N° 26734, Ley de Osinergmin, el inciso 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 III del Título IV 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°.- SANCIONAR** a la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. con una multa ascendente a 8.33 UIT, vigentes a la fecha de pago, por incumplir con el artículo 32° de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobada por Decreto Ley N° 25844; siendo pasible de sanción de acuerdo al numeral 1.47.4 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD. Asimismo, la imposición de la presente sanción no exime a la empresa del cumplimiento de las obligaciones que han sido objeto del presente procedimiento.

**Código de Infracción: 1300160827-01**

**Artículo 2°.- 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., importe que deberá cancelarse en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución, debiendo indicar 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.

**RESOLUCIÓN  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1842-2017**

**Artículo 3°.-** 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**