

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 208-2019**

Lima, 25 de enero del 2019

Exp. N° 2018-097

VISTO:

El expediente SIGED N° 201800074986, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 1995-2018 al COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (en adelante, COES), identificado con R.U.C. N° 20261159733.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1. Mediante el Informe de Instrucción N° DSE-FGT-190, de fecha 13 de julio de 2018, se determinó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador al COES, por presuntamente incumplir con lo establecido en el PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" (en adelante, PR-20), aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2013-OS/CD¹, en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (en adelante, NTCOTRSI), aprobada por la Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE², y la Ley N° 28832 "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica"³.
- 1.2. El referido informe determinó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por las infracciones detalladas a continuación:
 - a) No haber verificado la presentación del sustento de los valores de las inflexibilidades operativas, establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR-20.
 - b) No haber revisado ni evaluado la información que se utiliza para determinar el despacho económico, lo que afecta el proceso de optimización de la operación del sistema.
- 1.3. Mediante el Oficio N° 1995-2018, notificado el 13 de julio de 2018, se inició un procedimiento administrativo sancionador al COES por los presuntos incumplimientos detallados en el numeral anterior.
- 1.4. A través de la Carta S/N, recibida el 30 de julio de 2018, el COES presentó sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador, manifestando lo siguiente:

¹ Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 14 de marzo de 2013.

² Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 3 de marzo de 2005.

³ Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 23 de julio de 2006.

No haber verificado la presentación del sustento de los valores de las inflexibilidades operativas, establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR-20

- a) De acuerdo con lo establecido en el PR-20, los generadores son los responsables de remitir la información referida a las características técnicas e inflexibilidades operativas de sus instalaciones, a fin de llevar a cabo las pruebas de puesta en operación y, así, obtener la calificación de operación comercial de sus instalaciones, la misma que, en concordancia con el numeral 6.2.4 de dicho procedimiento, es considerada como veraz, correcta y adecuada, toda vez que son los titulares quienes tienen el conocimiento técnico-económico sobre sus unidades de generación. Sobre la base de dicha obligación, el PR-20 establece una presunción de veracidad respecto a la información presentada, la cual se mantiene vigente durante el plazo establecido en el procedimiento hasta que esos mismos titulares comunican su modificación. En virtud de esta presunción, asume la veracidad de la información reportada, toda vez que no cuenta con la obligación ni con la facultad para revisarla. Tal facultad corresponde a Osinergmin.
- b) Conforme con el numeral 12.1 del PR-20, son los generadores quienes deben declarar sus inflexibilidades operativas, así como la variación de dichos valores, únicamente cuando se encuentren bajo los 4 supuestos previstos en el citado numeral. Son los propios agentes los responsables de que los valores actualizados sean los correctos y respondan a las premisas técnicas de las instalaciones, por lo que no tiene la obligación ni la facultad para verificarlos ni cuestionarlos. Asimismo, del referido numeral no se desprende que tenga la obligación de verificar la presentación del sustento de la modificación de las inflexibilidades operativas (potencia mínima), debido a que los datos contenidos en la Ficha Técnica N° 2 son declarados por las empresas como parte de los requisitos previos para realizar las pruebas de puesta en servicio, según lo dispuesto por el numeral 11.1 del PR-20.
- c) Osinergmin respalda su posición al señalar, en su Informe de Instrucción, que *"la obligación de actualizar la información sobre las características técnicas de los equipos e instalaciones y de sustentarla con los ensayos pertinentes, no es atribuible al COES, sino a sus integrantes"*; sin embargo, sustenta la presente imputación, indicando que *"el COES debió verificar si el titular de la instalación presentó el debido sustento correspondiente, con la finalidad de proceder con la aprobación de la modificación y/o actualización de las Fichas Técnicas solicitadas"*.
- d) Cuando el numeral 6.1.2 del PR-20 dispone que el COES debe *"recibir y evaluar las solicitudes presentadas por los Titulares de los Proyectos"*, dicha obligación se cumple cuando el COES evalúa si el inicio de la operación comercial de nuevas instalaciones de generación afectará la seguridad del SEIN o si la solicitud de actualización de información se encuentra dentro de los supuestos de actualización regulados. En ningún caso debe entenderse como una obligación del COES de verificar la presentación del sustento de la potencia mínima y de otras variables previstas en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2, sobre todo, porque el COES no tiene la obligación de verificar la presentación del sustento de la potencia mínima, sino que dicha obligación corresponde exclusivamente a los titulares de las instalaciones, que son responsables de su veracidad.

- e) La presentación o no del sustento de las inflexibilidades operativas, o de su actualización por parte de las empresas de generación, resulta irrelevante para efectos del cumplimiento del PR-20; dado que, no resulta necesario para efectos de determinar el ingreso de una instalación al SEIN o los supuestos de actualización, sino que, además, dicha información no puede ser verificada por el COES por no contar con la facultad para cuestionarla ni con información especializada ni criterios técnicos para evaluar su veracidad. En ese sentido, si no tiene competencia para evaluarla ni modificarla, no es lógico exigirle al COES la verificación de la presentación del sustento.
- f) Osinergmin no cuenta con hechos que sustenten la imputación, por lo que, a continuación, proporciona pruebas adicionales que no fueron consideradas por Osinergmin en cada caso observado.

Caso 1

Quando Enel solicitó el reinicio de la operación comercial de la unidad TG-7 de la C.T. Santa Rosa, mediante Carta N° GGEyC-365-2014 de fecha 7 de noviembre de 2014 y notificada al COES el 10 de noviembre de 2014, dicha empresa presentó como Anexo 1 a dicha solicitud, el Informe Técnico del Reemplazo de la Turbina de la Unidad TG-7 de la C.T. Santa Rosa: *"Informe Técnico C.T. Santa Rosa - TG7, Reemplazo Turbina Westinghouse"*. De la revisión del referido informe, se aprecia que la afirmación de Osinergmin respecto a que el presente caso constituye un cambio total de la unidad TG-7 (turbina y generador) es incorrecta, toda vez que la reparación de la referida unidad involucró, únicamente, el reemplazo de la turbina.

Los dos cuadros que se muestran en el informe de instrucción y que, supuestamente, sustentan la presente imputación, fueron elaborados por la empresa consultora CENERGIA y no por el COES. Las pruebas que sustentan el Informe de Potencia Efectiva, mencionadas por Osinergmin en el Informe de Instrucción, corresponden al Informe de los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento de la unidad de generación TG-7 de la C.T. Santa Rosa efectuado el 27 de diciembre de 2014, el cual fue elaborado en cumplimiento del PR-17. Dicho procedimiento técnico establece que las empresas generadoras tienen la obligación de enviar al COES información previa a tales ensayos, la misma que fue proporcionada por Enel mediante la Carta N° SGMEC-571-2014, recibida el 20 de noviembre de 2014. En el numeral 5 de dicha carta se incluye el Diagrama P-Q Curva de Capabilidad TG7, en la que se constata que el valor de 150 000 kW corresponde a un factor de potencia unitario, mientras que el valor de 127.5 MW corresponde a un factor de potencia 0.85; por lo tanto, las características de la unidad no variaron.

En ese sentido, de acuerdo con la declaración de Enel, las características técnicas de la unidad TG-7 no fueron afectadas por el cambio de la turbina, por lo que resulta coherente que la ficha técnica, tal como indica Osinergmin, haya mantenido el valor de la potencia mínima antes y después de la reparación de la unidad TG-7. Por consiguiente, el valor de potencia (kW) consignado en el cuadro denominado "DESPUÉS" (elaborado por CENERGIA) no es correcto. Al no existir modificación de

la potencia mínima, no existe obligación del COES de verificar la presentación del sustento establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del Anexo 4 del PR-20.

Caso 2

Como se puede verificar en la ficha técnica mostrada por Osinergmin en el Informe de Instrucción, el valor indicado (172.23 kW) corresponde a la potencia utilizada por los servicios auxiliares y no a la potencia mínima (135 MW) de la unidad TG-8 de la C.T. San Rosa; por lo que, no existe consecuencia lógica entre los hechos imputados al COES como infracción (por no verificar la presentación del sustento del valor de potencia mínima supuestamente modificado) y la prueba proporcionada por Osinergmin referida al valor de servicios auxiliares.

Asimismo, el valor de la potencia mínima no fue modificado con la remisión de la Carta N° SGMEC-335-2014, como indica erróneamente Osinergmin. Como prueba de ello, muestra la potencia mínima consignada en la ficha técnica vigente antes del 30 de julio de 2014, fecha de notificación de la solicitud de modificación de la potencia mínima presentada por Enel, y aquella incluida en la ficha técnica presentada en dicha fecha. En ambas fichas técnicas, el valor de la potencia mínima es 135 MW:

C.T. SANTA ROSA FICHA TÉCNICA										
CENTRAL UNIDAD		CT. SANTA ROSA								CT. STA ROSA 2
		UTI 5		UTI 6		TG7 CON GN		TG7 CON DBS		TG8
		GAS	DIESEL	GAS	DIESEL	Con Agua	Sin Agua	Con Agua	Sin Agua	
1. DATOS FABRICANTE										
Fabricante										
Modelo										
Serie										
2. DISPONIBILIDAD										
Potencia Efectiva	MW	53.06	51.73	52.00	52.54	121.02	107.12	121.33	112.00	199.83
Potencia Nominal	MW	59.60	59.60	59.60	59.60	127.50	127.50	127.50	127.50	-
Potencia Nominal Aparente	MWA	70.00	70.00	70.00	70.00	150.00	150.00	150.00	150.00	215.00
Potencia Máxima	MW	55.00	55.00	55.00	55.00	123.90	109.10	121.30	112.00	-
Potencia Mínima	MW	30.00	30.00	30.00	30.00	65.00	40 (4)	65.00	40 (4)	135.00

Potencia mínima incluida en la ficha técnica adjunta a la Carta SGMEC-335-2014 de fecha 30 de julio de 2014

CT SANTA ROSA FICHA TÉCNICA										
CENTRAL UNIDAD		CT. SANTA ROSA								CT. STA ROSA 2
		UTI 5		UTI 6		TG7 CON GN		TG7 CON DBS		TG8
		GAS	DIESEL	GAS	DIESEL	Con Agua	Sin Agua	Con Agua	Sin Agua	GAS
1. DISPONIBILIDAD										
Potencia Efectiva	kW	53,063.08	51,733.30	52,004.90	52,535.10	121,018.42	107,124.33	121,331.00	112,000.00	195,057.65
Potencia Nominal	kW	59,600.00	59,600.00	59,600.00	59,600.00	127,500.00	127,500.00	127,500.00	127,500.00	-
Potencia Nominal Aparente	MWA	70,000.00	70,000.00	70,000.00	70,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	215,000.00
Potencia Máxima	kW	55,000.00	55,000.00	55,000.00	55,000.00	123,900.00	109,100.00	121,300.00	112,000.00	-
Potencia Mínima	kW	30,000.00	30,000.00	30,000.00	30,000.00	65,000.00	40 (4)	65,000.00	40 (4)	135,000.00

Caso 3

Tal como se señala expresamente en la Carta N° COES/D/DP-1829-2014, aprobó la reducción de la potencia mínima de 135 MW a 133 MW debido a que verificó que dicha reducción representaba una mejora en la flexibilidad operativa de la unidad TG-8 de la C.T. Santa Rosa. De igual modo, se debe tener en cuenta que las unidades de generación no operan con una potencia constante, ya que la misma varía, principalmente, en función a las variaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

La potencia generada por la unidad TG-8 tiene un valor promedio central aproximado de 189 MW y variaciones alrededor de este valor, dentro del rango de 187 MW a 191 MW; es decir, variaciones de +/- 2 MW respecto al valor central. Por lo tanto, en un régimen de operación en estado estacionario de la unidad TG-8, con un determinado valor de despacho igual a la potencia mínima, la evolución en el tiempo de la potencia mínima generada presentará variaciones similares a las que suceden cuando la central opera despachada a aproximadamente 189 MW. En ese sentido, la reducción de la potencia mínima de la TG-8 en 2 MW es una modificación irrelevante para su operación, ya que tal reducción se encuentra dentro del rango de las variaciones normales de la unidad TG-8 operando en estado estacionario.

Caso 4

Tal como indica Engie en su Carta N° ENG/223-2017, la modificación del valor de su potencia mínima fue solicitada transcurrido en exceso el plazo de vigencia establecido en el numeral 12.1 del PR-20 (más de 4 años), por lo que, en el presente caso, Engie no se encontraba en ninguno de los supuestos de actualización establecidos en dicho numeral ni existía obligación de parte del COES de verificar tal situación para aprobar la actualización del valor de potencia mínima.

Sin perjuicio de lo antes indicado, adjunta como medio probatorio el Informe Técnico de fecha 8 de marzo de 2017, denominado "*Operación de Ciclo Combinado CT Chilca 1 en 3x1 en nuevo Mínimo Técnico de 300 MW*". En este informe se detallan las pruebas ejecutadas en el período comprendido entre el año 2015 y 2016, y que sustentan la modificación del valor de la potencia mínima incluida en la ficha técnica de la C.T. Chilca 1.

En los cuatro casos antes descritos, los generadores solicitaron la reducción de la potencia mínima, lo cual, resulta beneficioso para el sistema eléctrico.

No haber revisado ni evaluado la información que se utiliza para determinar el despacho económico, lo que afecta el proceso de optimización de la operación del sistema

- a) El ejercicio de la potestad sancionadora administrativa, conforme a lo establecido en el artículo 246 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (en adelante, el TUO de la LPAG), debe ceñirse a una serie de principios especiales que tienen como finalidad salvaguardar los derechos de los administrados respecto a la actividad punitiva del Estado y, el COES, no es la excepción. De acuerdo con dichos principios, Osinergmin, en ejercicio de su potestad sancionadora, debe acreditar en el presente procedimiento: i) que existe una obligación previamente establecida en una norma legal o reglamentaria, a cargo del COES; ii) que dicha obligación fue incumplida por el COES; y, iii) que tal conducta constituye una infracción sancionable, que ha sido debidamente acreditada por el órgano sancionador.
- b) La invocación del numeral 7.15 del PR-01 "Programación de la Operación de Corto Plazo", como supuesta obligación incumplida para constituir la infracción imputada,

es totalmente inadecuada, ya que no guarda relación ni resulta aplicable para efectos de determinar la actuación del COES en el marco del PR-20. Las imputaciones notificadas en el presente procedimiento tienen por finalidad cuestionar el cumplimiento de las funciones del COES en el marco del PR-20 y no del PR-01, procedimiento que, a diferencia del PR-20, tiene por finalidad regular la función operativa a cargo del COES en el desarrollo de los programas de operación de corto, mediano y largo plazo.

- c) La referida inconsistencia es notoria cuando, a pesar de que Osinergmin reconoce que no existe, en la regulación eléctrica, una obligación expresa a cargo del COES de evaluar y verificar la veracidad del sustento de las inflexibilidades operativas, sostiene que el hecho de que el COES no haya observado dicha información ha generado que no cumpla con su deber de llevar a cabo una programación al mínimo costo, ocasionando supuestos perjuicios al SEIN y a los generadores; no obstante, los supuestos incumplimientos del COES y los perjuicios generados no han sido debidamente acreditados y motivados por Osinergmin respecto de una situación concreta; es decir, no ha determinado si la información presentada por los generadores era falsa o incorrecta, ni cuáles debieron ser los valores correctos de potencia mínima, ni mucho menos ha demostrado o cuantificado que existieron perjuicios al SEIN en una programación de operación determinada.
- d) Contraviniendo el ordenamiento jurídico vigente, Osinergmin pretende crear obligaciones a cargo del COES donde no existen sobre la base de interpretaciones "técnico-normativas", cuando estas deben limitarse a aquellas previstas en las normas que desarrollan las funciones operativas del COES.
- e) No tiene obligación de generar información integral de todos y cada uno de los componentes del SEIN, ni mucho menos verificar aquella que le remiten sus agentes. La función de programación del COES es ejercida sobre la base de la información que le deben remitir aquellos que se encuentran en mejor posición respecto a todos y cada uno de los componentes del sistema: los agentes.
- f) Pese a que el numeral 7.15 del PR-01 no guarda relación con la infracción imputada, lo recogido en dicho numeral no constituye una obligación del COES, en la medida que la programación de la operación se realiza sobre la base de la información de primera mano que pueden proveerle los demás agentes del mercado, quienes se encuentran obligados a entregar dicha información al Coordinador, dentro de un plazo establecido y que esta, a su vez, sea veraz.
- g) De acuerdo con los numerales 6 y 7 del PR-01, el COES tiene la obligación de formular los programas de operación de despacho del SEIN aplicando un modelo matemático de optimización, destinado a obtener la programación al mínimo costo, considerando las restricciones técnicas aplicables. Dicho modelo considera, dentro de la información detallada en el numeral 7 del PR-01, las características técnicas de las unidades de generación. Asimismo, la norma establece que, en caso se requiera ingresar cualquier otro tipo de información no prevista en el citado numeral, el PR-01 habilita al COES para que pueda solicitarlo de acuerdo con su numeral 7.15.

- h) Para el cumplimiento de dicha obligación, la norma es clara en delimitar que se debe basar en aquella información que le remiten los agentes, quienes, como resulta lógico, no solo se encuentran en mejor posición de obtenerla, sino que cuentan con mejor conocimiento de aquellos factores, restricciones y variables involucradas en la operación de sus propios equipos que, para lograr su objetivo, tanto el numeral 6.2.4 del PR-01, como el numeral 6.2.3 del PR-20, establecen que los agentes del SEIN son responsables de la corrección y veracidad de la documentación e información que presenten al COES, las cuales, de ser incorrectas, de acuerdo con el PR-20, podrían ser sancionadas con la suspensión de la operación comercial. Dicha posición es confirmada por la NTCOTRSI, al establecer, en sus numerales 1.1.1 y 2.1.1, que los integrantes del SEIN están obligados a entregar al COES la información necesaria para coordinar la operación del SEIN, para lo cual, deberán presentar, entre otra información, las características técnicas de sus equipos e instalaciones en los plazos y formas que el COES disponga.
- i) En ese sentido, es irrefutable que el COES debe elaborar los programas de operación de despacho del SEIN sobre la base de la información remitida por sus integrantes, no existiendo disposición normativa que establezca obligación alguna a su cargo de verificar que la información presentada como sustento de las restricciones operativas deba ser correcta o veraz; y, como contrapartida, tampoco existe dispositivo que le otorgue al COES facultades para observar la declaración de los valores de restricciones operativas reportados y mucho menos cambiar los datos presentados.
- j) La entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 040-2017-EM es suficiente para acreditar que dicha obligación nunca ha existido, y que siempre han sido los agentes los responsables de entregar dicha información y de asegurar que ésta sea correcta y veraz. Según se desprende de los considerandos del citado dispositivo legal, la aprobación de la modificación del artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas resultaba necesaria para *"mejorar el adecuado cumplimiento del mandato establecido en el numeral 12.1 de la Ley 28832, en el extremo que la operación económica del sistema sea al mínimo costo, (siendo) indispensable aprobar las medidas que obliguen a los Generadores a presentar la información relativa a Inflexibilidades Operativas de manera sustentada y a asumir responsabilidad por tal información"*.
- k) Es una arbitrariedad que, con el inicio del presente procedimiento, Osinergmin le atribuya una obligación que nunca tuvo, lo que ha quedado demostrado con la promulgación del Decreto Supremo N° 040-2017-EM, que ubica expresamente a dicho organismo como el competente para ejecutar las acciones de supervisión y fiscalización que considere cuando detecte alguna inconsistencia en la información reportada por los agentes, pese a que tal modificación normativa no era necesaria, ya que dicho organismo, dentro de su marco normativo, siempre ha tenido la competencia para fiscalizar la veracidad y consistencia de la información presentada por los titulares respecto de sus unidades de generación.
- l) Sin perjuicio de lo señalado previamente, si se asume el criterio de Osinergmin, esto es, que la obligación de verificar información a cargo del COES existe, entonces, dicho organismo debe explicar cuáles debieron ser las acciones y criterios que el

COES debió adoptar para verificar la información presentada, y frente a la verificación de una información falsa o incorrecta, cuál debió ser el mecanismo adecuado que debió adoptar para determinar los valores correctos que el COES utilizó en la programación.

- m) La imputación formulada es tan inconsistente y carente de motivación que, aun si se asume que el COES tenía la obligación, Osinergmin ha reconocido en su Informe Técnico que la verificación de los valores reportados amerita un análisis especializado, y que para efectos del inicio del procedimiento sancionador no ha efectuado. Esto ha quedado demostrado por el hecho que, desde la entrada en vigencia de la modificación del artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, hasta la fecha, dicho organismo no ha podido determinar la consistencia de la información declarada, no ha definido los valores correctos de potencia mínima generable ni los tiempos de Tiempo Mínimo de Operación (en adelante, TMO) y Tiempo Mínimo entre Arranques sucesivos (en adelante, TMA) de las unidades de generación del SEIN. Asimismo, Osinergmin no ha dado cumplimiento a la Segunda Disposición Complementaria Transitoria que lo obliga a aprobar un procedimiento para determinar cómo es que llevará a cabo las acciones de la supervisión y fiscalización de las inflexibilidades que reporten los generadores, en un plazo de 6 meses, el mismo que ya se venció.
- n) Osinergmin no puede desconocer que las facultades discrecionales son atribuciones, y ejercerlas o no, se encuentra dentro del ámbito de lo discrecional y no de lo imperativo, por lo que no se puede sancionar a un administrado por no ejercer lo que por norma se le ha otorgado como una potestad. Exigir al COES una actuación contraria a la normativa constituye un abuso de autoridad de Osinergmin y un acto ilegal del COES hacia los agentes, más aún si se tiene en cuenta que el literal a) del numeral 24 del artículo 2 de la Constitución Política del Perú dispone que nadie está obligado a hacer lo que la ley no manda, ni impedido de hacer lo que ella no prohíbe.
- o) Existen diferentes supuestos establecidos en sus procedimientos técnicos de los que se desprende claramente que las responsabilidades del COES están expresamente establecidas y que en dichos supuestos no se requiere la evaluación del COES para determinar la veracidad de la información presentada, sino únicamente para contrastar la consistencia de los cálculos presentados (numerales 5.1.5 y 7.13.5 del PR-17, numerales 4.1.4 y 6.4.1 del PR-18, numerales 4.2.1 y 4.2 de los Anexos 1 y 2 del PR-31, numerales 4.2.1, 5.2, 5.4 y 6.3 del PR-34, numerales 4.2.1 y 5.1.1 del PR-41). Sin perjuicio de lo indicado previamente, bajo el supuesto que la obligación de verificar la información presentada existe, Osinergmin no ha acreditado que el COES no realizó la programación del despacho al mínimo costo.
- p) Para formular la presente imputación, Osinergmin ha partido del supuesto (sin limitarse a un horizonte de tiempo determinado) de que dicha información era incorrecta o no veraz y que su utilización, por parte del COES, sin una previa evaluación, habría afectado la programación de la operación eficiente ocasionando supuestos perjuicios al SEIN; sin embargo, Osinergmin en ninguna parte del Informe de Instrucción ni del Informe Técnico se acreditan los hechos que justifican la imputación, ni se establece una relación concreta entre éstos y la infracción.

- q) Asimismo, para determinar el inicio del presente procedimiento e imputar la comisión de la presente infracción, Osinergmin debió acreditar que: i) la información que el COES utilizó era falsa o no era correcta; ii) la información incorrecta produjo una programación de despacho no eficiente en un periodo de tiempo determinado; y, iii) esta situación generó sobre costos en perjuicio del SEIN y al resto de generadores. Para ello, resulta indispensable que Osinergmin haya determinado los valores correctos de las restricciones reportadas y, sobre la base de éstos, determinar cómo debió programarse la operación para que sea eficiente, especificando el periodo de tiempo, cuáles fueron las centrales desplazadas producto de las inflexibilidades operativas incorrectas; y determinar en qué medida esa programación ocasionó supuestos perjuicios; sin embargo, nada de ello ha sido probado en el presente procedimiento, lo que vulnera su derecho de defensa y por ende el Principio de Debido Procedimiento.
- r) De igual modo, manifiesta que en el Informe Técnico, Osinergmin reconoció expresamente que *"la extensión de tiempo del TMO y TMA, y potencia mínima generable para las centrales de ciclo combinado de las Denunciadas es de una magnitud tal que amerita un análisis especializado, tanto por su extensión de tiempo como por su coincidencia en valores (...)"*, por lo que no entiende cómo pudo iniciarle un procedimiento administrativo sancionador sin haber realizado un análisis previo de los hechos que configuran la infracción imputada. Asimismo, considera que Osinergmin debe tener en cuenta que la programación de la operación de corto plazo, cuyo objetivo es minimizar el costo de operación, tiene en consideración las restricciones de las instalaciones del SEIN, entre otras, las relativas a las centrales térmicas y de ciclo combinado, lo que conlleva a que, necesariamente, la programación involucre sobre costos, los menores posibles, y que, de acuerdo con la regulación aplicable, sean los agentes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad quienes las deban asumir.
- s) De acuerdo con lo señalado en los informes remitidos por Osinergmin, la presente imputación no solo sería consecuencia de no haber evaluado la información presentada para sustentar las inflexibilidades operativas, sino también de no haber verificado la presentación del sustento establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR-20; sin embargo, ha acreditado que, en los cuatro casos imputados por Osinergmin, el COES ha presentado pruebas adicionales que confirman el cumplimiento de dicha obligación, por lo que ésta no puede ser utilizada para formular la presente imputación.
- t) En el marco de la aprobación del PR-20, Osinergmin emitió el Informe Técnico N° GFE-UGSEIN-96-2013, en el que presentó formalmente el análisis de los comentarios efectuados por los agentes del SEIN, indicando que la interpretación que asumió, respecto de la inexistencia de deberes legales de supervisión de información a su cargo, era legal. En ese sentido, Osinergmin ha aceptado, expresamente, que el COES no realiza actividades de verificación de la información otorgada por las empresas generadoras. Esta postura de Osinergmin ha permitido generar confianza legítima en el COES, puesto que, al contar con una postura definida del ente regulador, ha considerado que, hasta la promulgación del Decreto

Supremo N° 040-2017-EM, no tenía la función de verificar la información que se utiliza para determinar el despacho económico del SEIN.

- u) En el supuesto negado de que se estimara que la conducta del COES configura una infracción administrativa, esta conducta se encuentra exenta de responsabilidad administrativa, toda vez que el COES no habría ejercido sus funciones por el error inducido por parte de Osinergmin.
- v) Si ninguna de las afirmaciones anteriores fuera aceptada y se asumiera que tiene la función de verificar la información que se utiliza para determinar el despacho económico, le es aplicable la retroactividad benigna, toda vez que, desde la vigencia del Decreto Supremo N° 040-2017-EM, la supervisión de la información relativa a las inflexibilidades operativas ha sido incorporada al marco normativo aplicable, despejando cualquier duda respecto de una supuesta obligación a cargo del COES, en la medida de que la supervisión de la veracidad y consistencia de la información proporcionada por las empresas generadoras sobre las inflexibilidades operativas de sus unidades es de responsabilidad de Osinergmin. Así, queda claramente establecido que el nuevo texto del artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas le atribuye únicamente a Osinergmin el ejercicio de la función de supervisión o fiscalización; por tanto, por ser esta disposición más favorable al COES, esta entidad no podría ser sancionada por aquellas funciones que no ejerció.

Cuestionamientos a la tipificación efectuada

- a) Las dos imputaciones realizadas por Osinergmin, se sustentan en el literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y el numeral 2.13 del anexo N° 2 de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 028-2003-OS/CD, que aprueba la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de dicho organismo; sin embargo, las normas consignadas vulneran el Principio de Tipicidad, previsto en el numeral 4 del artículo 246 del TUO de la LPAG, dado que ambas disposiciones no regulan de manera expresa, clara, ni suficiente cual es la conducta sancionable por Osinergmin.
 - b) Es equivocada la afirmación de Osinergmin en el Informe de Instrucción, respecto a que ambas normas pueden ser aplicables en la medida de que las obligaciones del COES se encuentran específicamente detalladas en el PR-20.
- 1.5. Mediante el Oficio N° 15-2019-DSE/CT, notificado el 16 de enero de 2019, Osinergmin remitió al COES el Informe Final de Instrucción N° 1-2019-DSE, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles a fin de que formule sus descargos.
- 1.6. A través de la Carta S/N, recibida el 17 de enero de 2019, el COES solicitó a Osinergmin un plazo adicional de cinco (5) días hábiles para formular sus descargos.
- 1.7. Mediante el Oficio N° 18-2019-DSE/CT, notificado el 21 de enero de 2019, Osinergmin determinó no conceder la ampliación de plazo solicitada por el COES.

- 1.8. A través de la Carta S/N , recibida el 23 de enero de 2019, el COES presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción N° 1-2019-DSE, manifestando lo siguiente:

No haber verificado la presentación del sustento de los valores de las inflexibilidades operativas (potencia mínima generable), establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR-20

- a) Lo manifestado por Osinergmin no se contradice con su posición; sin embargo, no es posible entender por qué se le sigue imputando una infracción por no verificar el sustento de las inflexibilidades operativas si se ha establecido claramente que la obligación de la presentación del respectivo sustento es de los integrantes del COES.
- b) No resulta lógico que la obligación sea de los integrantes del COES y que el incumplimiento genere una sanción no a dichos integrantes, sino al COES. Sobre todo, porque no existe numeral en el PR-20, ni en ningún mandato imperativo que establezca expresamente que el COES deba verificar la presentación del sustento de las inflexibilidades operativas. Tal situación se debe a que el COES no tiene facultad para cuestionar tal información, ni la normativa establece criterios técnicos para evaluar la veracidad de dicho sustento.
- c) Del numeral 12.1 del PR-20 no se desprende que el COES tenga la obligación de verificar la presentación del sustento de la modificación de las inflexibilidades operativas, como en el presente caso, la potencia mínima, dado que los datos incluidos en la Ficha Técnica N° 2 y los referidos a la potencia mínima son datos declarados por las empresas generadoras como parte de los requisitos previos para realizar las pruebas de puesta en servicio según lo dispuesto por el numeral 11.1 del PR-20. En tal sentido, no es un requisito previsto en el numeral 12.1 del PR-20 para solicitar la modificación de los valores de inflexibilidades operativas.
- d) La potencia mínima no es un tema asociado a la seguridad del SEIN, sino es un factor para la seguridad de la unidad generadora (entendido como un factor que perjudica la vida útil del equipo o generador) y, por lo tanto, es de entera responsabilidad del propietario y no del COES u otro agente. La regulación del PR-20 tiene su fundamento en que los nuevos equipos que se conecten al SEIN no afecten su seguridad. En ese sentido, dado que la potencia mínima no afecta la seguridad del SEIN, la verificación de este valor no es un tema recogido en dicho procedimiento.
- e) Asimismo, si bien el valor de la potencia mínima es uno de los factores que podrían utilizar los generadores para conseguir que sus unidades de generación obtengan una mejor posición en la competencia del mercado eléctrico, no por esta razón, Osinergmin puede pretender utilizar un supuesto incumplimiento del PR-20 para sancionar al COES por aspectos relacionados a la competencia en el mercado eléctrico. En tal sentido, en el supuesto que Osinergmin pretenda multar al COES por un incumplimiento al PR-20, las multas deberán fundamentarse en la afectación causada por el COES a la seguridad del SEIN, y no asociar el cálculo de las multas a temas del mercado eléctrico.

- f) Asimismo, respecto a los casos observados:

Caso 1

Si bien la reparación de la unidad TG-7 de la Central Térmica Santa Rosa involucró el reemplazo de la turbina a gas, esto no significó la modificación de las características técnicas de la unidad TG-7 según declaración expresa de Enel en su Carta No. GGEyC-365-2014 de fecha 7 de noviembre de 2014 e Informe Técnico del Reemplazo de la Turbina de la Unidad TG7 de la CT Santa Rosa - "Informe Técnico CT Santa Rosa - TG7, Reemplazo Turbina Westinghouse", por lo que, no era necesaria la presentación al COES de algún sustento referido a la potencia mínima, dado que, no se encontraba dentro de los supuestos de modificación de las inflexibilidades operativas.

No obstante, en el Informe Final de Instrucción, el Osinergmin no realizó el análisis técnico ni legal de sus descargos, que sustentaron que la turbina de TG-7 fue reemplazada por una del mismo modelo e iguales características, lo que constituye una falta de motivación e implica la nulidad del referido informe. Asimismo, Osinergmin rechaza sus descargos, citando únicamente la definición de "unidad de generación" según el glosario de definiciones del COES que involucra tres componentes (motor primo, generador y transformador asociado) y afirmando que el cambio de la turbina de la unidad de generación TG-7 (motor primo) era un cambio sustancial en las características del conjunto "motor primo-generador".

Osinergmin desvirtuó sus argumentos sin ninguna prueba técnica que demuestre el supuesto "cambio sustancial", basándose únicamente en una definición, más aun, no considera lo expresado por Enel en sus comunicaciones antes indicadas, en la cuales indica que con el reemplazo efectuado de la turbina a gas no modificó las características técnicas de la unidad TG-7, lo que resulta evidente dado que el equipo de reemplazo es idéntico al equipo reemplazado.

Sin perjuicio de lo antes indicado, si se aceptara el argumento utilizado por Osinergmin, debe tenerse en cuenta que la definición de unidad de generación refuerza sus argumentos ya que para determinar si existió un cambio sustancial en la unidad TG-7 se debe tener en cuenta tres componentes, y no solo uno. Es decir, si se aceptase tal argumento, se debería demostrar que si bien la turbina a gas resultó siendo la misma, hubo cambios en los otros dos componentes; esto es, en el generador y el transformador. Sin embargo, el generador y el transformador de la unidad TG-7 nunca han sido cambiados, por lo que no podrían cambiar las características técnicas de unidad de generación, acorde a la definición aludida por Osinergmin.

Asimismo, los supuestos regulados en el tercer párrafo del numeral 12.1 del PR-20 ("mantenimiento mayor", "repotenciación", "conversión a ciclo combinado") o en el numeral 11.1 del PR-20 ("ingreso de nuevas unidades"), que implicarían la supuesta necesidad de un sustento, difieren del reemplazo efectuado por Enel en su turbina a gas TG-7 de la C.T. Santa Rosa (informado al COES mediante carta GGEyC-365-2014) que implicaba un reingreso de dicha Unidad TG-72. De igual modo, dicho reemplazo significó la reposición de la turbina por un modelo de

turbina de iguales características, porque el modelo SGT6-3000E es el mismo que el modelo W50ID5A, debiendo tenerse en cuenta que el cambio de código se generó a raíz de que la empresa Siemens compró la división de generación de Westinghouse.

Cuando Enel informó la sustitución de la turbina a gas de la unidad TG-7, el COES actuó de manera coherente al considerar que la unidad de generación TG-7 reingresó a Operación Comercial sin cambios por el reemplazo de su turbina y, le aplicó lo dispuesto en el cuarto párrafo del numeral 5.2.3 del PR-25.

En consecuencia, es incontrovertible que las características técnicas de la unidad TG7 no variaron, sino que bajo la regulación que se encontraba vigente, la Inflexibilidad Operativa de Mínima Carga se mantuvo con la sustitución de la turbina de gas, reemplazada por un mismo modelo de turbina, con iguales características.

Finalmente, si la discusión con Osinermgin se centrara en verificar si Enel presentó el sustento de que no hubo modificación de las características técnicas de la unidad TG-7 y, por ende, de la potencia mínima, el requisito se cumplió en el momento en que Enel presentó la Carta N° GGEyC-365-2014, de fecha 7 de noviembre de 2014, mediante la cual solicitó el reinicio de la operación comercial de la unidad TG-7 de la C.T. Santa Rosa, y el informe adjunto denominado "Informe Técnico CT Santa Rosa - TG7, Reemplazo Turbina Westinghouse" que sustentó que el reemplazo de la turbina no acarrearía cambios al conjunto generador turbina y, en consecuencia, se debía mantener las restricciones operativas existentes.

Caso 3

En el Informe Final de Instrucción, Osinergmin desestimó sus descargos, en este extremo, bajo el argumento de que la obligación de presentación del sustento es objetiva y que es totalmente independiente de si la modificación fue mínima o si mejoró la flexibilidad operativa de la unidad.

Si bien el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del Anexo 4 del PR-20 establece expresamente que la potencia mínima generable debe estar sustentada, el numeral 6.1.2 del referido procedimiento establece que el COES es el único competente para *"recibir y evaluar las solicitudes presentadas por los Titulares de los Proyectos(...)"*; en consecuencia, si Osinergmin no está de acuerdo con la aprobación de la modificación de la potencia mínima de la unidad TG-8, aquella representa solo una opinión, no habiendo demostrado hasta la fecha cuál es el efecto negativo o perjuicio generado al SEIN.

Debido a su naturaleza y a los numerales 6.1.1 y 6.1.4 del PR-20, el COES ostenta independencia técnica para evaluar y determinar si Enel debió presentar o no algún sustento para modificar la potencia mínima de la unidad TG-8. Consecuentemente, cualquier opinión de Osinergmin que pretenda cuestionar o establecer la manera en que el COES debió actuar o evaluar el presente caso, implica adoptar funciones que interfieren con las funciones del COES.

Caso N° 4

Osinerghmin señaló, en el Informe Final de Instrucción, que el Informe Técnico denominado "Operación de Ciclo Combinado CT Chilca 1 en 3x1 en nuevo Mínimo Técnico de 300 MW" de fecha 8 de marzo de 2017, no sería sustento suficiente para la modificación del valor de potencia mínima de la C.T. Chilca 1 debido a que (i) es un informe interno de Engie elaborado por su Jefe de Turno y dirigido al Jefe de Operaciones, y (ii) el asunto es "Propuesta de Operación de la Central Chilca uno en ciclo combinado 3x1 en mínimo técnico de 300 MW".

En este sentido, se puede observar que Osinerghmin no acepta como sustento el informe presentado por Engie sobre la base de requisitos formales, dejando de lado el contenido, análisis y objetivo de dicho informe, el cual señala expresamente como objetivo *"verificar la operación de la Central en 3x1 en condiciones de mínima potencia generable de manera estable"*. Esto evidencia que Osinerghmin está contraviniendo el principio de informalismo y de verdad material establecido en los numerales 1.6 y 1.11 del artículo IV del TUO de la LPAG, al rechazar en el presente procedimiento administrativo sancionador, el informe presentado por Engie sobre la base de formalismos.

Osinerghmin señaló que el COES no adjuntó ningún documento que acredite que la "propuesta" fuera aprobada; no obstante, el órgano regulador omite que prueba suficiente de dicha aprobación, es que luego de emitido el informe bajo comentario, el 8 de marzo de 2017 mediante Carta N° ENG1223-2017, notificada el 21 de marzo de 2017, Engie solicitó modificar el valor de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1 de 460 MW a 300 MW sobre la base de las pruebas que ellos realizaron.

Asimismo, el PR-20 no establece ninguna formalidad o característica particular del documento que puedan ser considerado como sustento de la potencia mínima, por ende, Osinerghmin debe aceptar la Carta N° ENG/2232017 de fecha 21 de marzo de 2017 y el informe técnico antes comentado como sustento de la modificación de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1, más aún cuando este informe es utilizado por Osinerghmin para sustentar la segunda imputación.

Según lo señalado por Osinerghmin, el informe de Engie es un documento interno que constituye una propuesta y por lo tanto no lo reconoce como el sustento requerido para acreditar la reducción de la potencia y desvirtuar la primera imputación; en tal sentido, no entiende por qué el regulador utiliza dicho documento para formularle la segunda imputación y, de esta manera, concluir que el COES realizó un despacho ineficiente. Es decir, el documento es válido para sustentar la imputación en contra del COES, pero no es válido como medio probatorio a su favor, pese a que lo presentó como prueba en el presente procedimiento sancionador.

No haber revisado ni evaluado la información que se utiliza para determinar el despacho económico, lo que afecta el proceso de optimización de la operación del sistema

- a) Osinergmin utiliza el artículo 12.1 de la Ley N° 28832 y el literal c) del numeral 1.2.3 de la NTCOTRSI, para efectos de crear una nueva obligación y, por consiguiente, imputarle responsabilidad por la presente infracción que la normativa del sector eléctrico contempla como responsabilidad de los propios agentes, al trasladarle la obligación de la veracidad que dicha información debe cumplir. Por ello, no es correcto lo señalado por Osinergmin, en el sentido de que la presente imputación no guarda relación con la verificación de la veracidad de la información remitida por las empresas concesionarias de generación. Si Osinergmin considera que el COES debe procesar la información, por ende, debe verificar la veracidad de la información presentada. Lo cierto es que Osinergmin, a pesar de lo manifestado, sí pretende que el COES evalúe y confirme que la información presentada por las empresas sea verdadera, técnicamente correcta y guarde correspondencia con la realidad, y que en caso de que detecte que ello no sea así, proceda a determinar los valores correctos.
- b) Si Osinergmin pretende que el COES verifique que dichas empresas han cumplido con su obligación de entregar información correcta y veraz, está poniendo al COES como responsable de una labor de supervisión que recae exclusivamente sobre Osinergmin, según el Decreto Supremo N° 040-2017-EM. En ese sentido, resulta contradictorio que se señale que no está en discusión el deber de verificar la veracidad de los agentes cuando se le exige la evaluación de los parámetros que las generadoras le informan para efectos de la programación.
- c) No existe ninguna norma legal taxativa que, con claridad y precisión, establezca una obligación a cargo del COES de tener que evaluar la información que, en calidad de sustento de las inflexibilidades operativas, presenten los generadores o, menos aún, que faculte al COES a disponer de las medidas o acciones correctivas con la finalidad de confirmar los valores reportados.
- d) Tanto el numeral 6.2.4 del PR-01 como el numeral 6.2.3 del PR-20 establecen que los agentes del SEIN son responsables de la corrección y veracidad de la documentación e información que presenten al COES, la cual, de resultar incorrecta, es sancionada con la suspensión de la operación comercial. En el marco de dicha reglamentación, el COES toma dicha información y la aplica a sus procesos.
- e) De manera contraria a lo señalado en el Informe Final de Instrucción, no existe duda de que el Decreto Supremo N° 040-2017-EM le otorga a Osinergmin la facultad para supervisar la veracidad de la información entregada por las empresas, lo que deja evidencia que el COES nunca ha sido responsable de una labor de supervisión que recae exclusivamente en Osinergmin, ni tampoco responsable cuando dicha información sea incorrecta debido a un incumplimiento de su titular. Por lo tanto, queda en evidencia que la tesis de Osinergmin, referida a exigirle al COES una supuesta obligación de “confirmar” la información remitida por los agentes del SEIN es totalmente incorrecta y no tiene base legal.
- f) En ninguna parte del Informe de Instrucción ni del Informe técnico remitido como parte del inicio del procedimiento sancionador, Osinergmin había acreditado los hechos que justifican la segunda imputación, ni establecido una relación concreta

entre estos y la infracción. Recién en el Informe Final de Instrucción, emplea un informe presentado por el COES, para sustentar el supuesto incumplimiento a su obligación de realizar la programación del despacho al mínimo costo, lo que pone en manifiesta evidencia la falta de una debida motivación al momento de formular la imputación y una actuación mal intencionada del regulador hacia el COES.

- g) Asimismo, utilizando como base dicho informe para formular la imputación, Osinergmin tampoco cumple con motivarla debidamente, incurriendo en las mismas falencias, toda vez que sigue sin explicar las razones por las cuales los valores consignados en las fichas técnicas de Engie y utilizados en la programación eran incorrectos, cuáles debieron ser los valores correctos para un control de semejantes características que garantice una programación eficiente y cómo es que dicha programación ineficiente, durante un horizonte de tiempo determinado, produjo sobrecostos al SEIN; es decir, el regulador sigue sin presentar el sustento y probar cómo es que las inflexibilidades operativas reportadas por Engie en su ficha técnica, ocasionaron un despacho ineficiente y por consiguiente un perjuicio al sistema. Por el contrario, Osinergmin se limita a fundamentar la presente imputación en una aparente inconsistencia entre el informe de Engie y los valores contenidos en las fichas técnicas.
- h) Para efectos de sustentar la presente imputación, Osinergmin señaló que del informe de Engie se desprende que la potencia de las unidades TG (1, 2 y 3) de la C.T. Chilca 1 alcanzó valores de generación estables, que en el caso de las unidades TG1 y TG2 es casi la mitad de la potencia mínima informada en las fichas técnicas y en el caso de la TG3, el valor es ligeramente menor. De manera concreta, Osinergmin indicó, *"(...) que las unidades TG, operando con potencias del orden de 50 a 60 MW, no presentan vibraciones, ni las emisiones llegan a valores límites; así como las alarmas transitorias de la Unidad TG1 tampoco presenta riesgo para la unidad. En consecuencia, es posible observar que las potencias mínimas de las unidades TG1, TG2 y TG3 que figuran en las fichas técnicas (publicada en su página Web, con valores de 115, 115 y 50 MW respectivamente) son inconsistentes con lo obtenido en la prueba, según se aprecia en el informe de Engie"*.
- i) No obstante lo señalado en el numeral anterior, Osinergmin incurre en un grave error de interpretación respecto al informe presentado por Engie, lo cual genera que dicha entidad determine, de manera equivocada, la existencia de una supuesta inconsistencia entre los resultados del informe de Engie y los valores de potencia mínima consignados en las fichas técnicas de la C.T. Chilca 1.
- j) Es así que, de acuerdo al informe remitido por Engie en diciembre de 2017, las unidades TG1 y TG2 (unidades de la misma tecnología) de la C.T. Chilca 1, solo pueden regular frecuencia (RPF) a partir de los 115 MW por indicaciones del fabricante, por lo que tienen ese mínimo técnico. En el caso de la unidad TG3 (otra tecnología), su mínimo técnico no se debe a la regulación de frecuencia, sino a limitaciones por emisiones de NOx en un valor aproximado a los 58 MW. En ese sentido, cuando cada una de ellas opera en ciclo simple, sus mínimos técnicos son los ya indicados (TG1, TG2 con 115 MW y TG3 con 58 MW) y consignados en sus fichas técnicas.

- k) Sin embargo, cuando las tres operan en ciclo combinado (modo 3x1), el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia es absorbido por la unidad TG3, permitiendo a las unidades TG1 y TG2 (en ese modo de operación ciclo combinado) disminuir sus potencias y operar con normalidad, aproximadamente 60 MW. Por ello, la potencia mínima de operación de todo el ciclo combinado es 300 MW, lo cual es menor en comparación al ciclo combinado de la TG1&TG2 (modo 2x1) que tiene como Potencia Mínima 365 MW. En consecuencia, cuando la turbina a gas TG3 actúa en ciclo combinado, sea en modo 3x1 y 2x1, tiene la capacidad de disminuir la potencia mínima de las otras turbinas a gas, pues se encarga de prestar el servicio de RPF permitiendo a las otras turbinas de gas operar con una restricción menor.
- l) Al respecto, las fichas técnicas para el caso de las Centrales de Ciclo Combinado consideran todas las posibles combinaciones operativas (modos de operación) y sus inflexibilidades operativas, es por ello que no es correcto lo señalado por Osinergmin respecto al informe de Engie, en el sentido que la potencia mínima de las unidades TG1, TG2 y TG3 de la CT Chilca 1, son aproximadamente 60 MW operando en ciclo simple, ya que del propio informe se desprende que esos valores aplican sólo a la operación en ciclo combinado.
- m) Por lo expuesto, la afirmación de Osinergmin, en el sentido de que el COES tuvo acceso a la información contenida en dicho informe, y por lo tanto, pudo verificar que la potencia mínima alcanzada por las unidades TG que conforman el ciclo combinado era bastante inferior a la potencia mínima informada por Engie en sus fichas técnicas, es totalmente errada y no tiene asidero técnico. Menos aún para extrapolar dicha información a unidades de características similares.

Las infracciones imputadas en el Informe Final de Instrucción vulneran el Principio de Tipicidad, lo cual acarrea su nulidad

- a) No pretende desconocer la facultad de tipificación de Osinergmin, por el contrario, requiere que la tipificación de las infracciones se realice de acuerdo a derecho a fin de no vulnerar ni desconocer los derechos y garantías mínimas que el TUO de la LPAG le reconoce, en su calidad de administrado.
- b) El literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y el numeral 2.13 del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad vulnera el Principio de Tipicidad y, por esta razón, es ilegal pretender sancionar al COES en aplicación a las referidas disposiciones. Si bien Osinergmin cuenta con potestad de tipificar infracciones, el ejercicio de esta facultad debe realizarse en el marco del TUO de la LPAG, en concordancia con lo establecido en el artículo 1 de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin.
- c) No se cuestiona que los numerales 6.1.2 ni 12.1 del PR-20, ni el literal c) del numeral 1.2.3 de la NTCOTRSI no se encuentren regulados en una norma con rango legal; por el contrario, se cuestiona que el incumplimiento de las obligaciones previstas en dichas disposiciones no se encuentren tipificadas como tales de manera expresa, clara y suficiente en el artículo 201 del Reglamento de la Ley de

Concesiones Eléctricas y en el numeral 2.13 del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

- d) La doctrina es unánime al señalar cuáles son los elementos que deben ser considerados a fin de que no se vulnere el Principio de Tipicidad. Estos elementos son: i) certeza o exhaustividad, ii) claridad, y iii) suficiencia en la tipificación de conductas sancionables, de conformidad con el desarrollo efectuado por la doctrina y la jurisprudencia del Tribunal Constitucional.
- e) Teniendo en consideración que el Informe Final de Instrucción recomienda sancionar al COES aplicando dos disposiciones inconstitucionales e ilegales, dicho documento contiene un vicio de nulidad, por lo que no puede producir efectos jurídicos, de conformidad con el numeral 1 del artículo 10 del TUO de la LPAG.
- f) Si bien en el Informe Final de Instrucción, Osinergmin hace referencia a lo establecido en el numeral 3 del artículo 246 del TUO de la LPAG y a lo establecido en el artículo 25 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, dicho Organismo no ha aplicado ninguna de las dos normas; al contrario, ilegal y encubiertamente, recomienda sancionar al COES por el presunto beneficio ilícito de las empresas generadoras. En ese sentido, se está vulnerando el Principio de Razonabilidad y los criterios en él establecidos, por lo que el Informe Final de Instrucción es nulo.
- g) La graduación de las sanciones se debe realizar aplicando los criterios de razonabilidad con enfoque en las acciones y/o beneficios ilícitos del presunto infractor, mas no de tercero; sin embargo, del numeral 3.3 del Informe Final de Instrucción se desprende que dicho informe recomienda sancionar al COES por el presunto beneficio ilícito obtenido por parte de las empresas generadoras, lo que resulta absurdo, más aun porque la supuesta comisión de la infracción no generó ningún perjuicio económico ya que los valores de la potencia mínima se mantienen en el Caso 1 y en los Casos 3 y 4 se reducen. Es decir, el costo operativo es igual para el caso 1 y menor para los casos 3 y 4, por lo que no sería posible argumentar que se generó algún daño.
- h) Lo correcto hubiera sido que, bajo el Principio de Razonabilidad, en el supuesto de que el COES hubiese cometido alguna infracción, Osinergmin gradúe las sanciones aplicando y demostrando, entre otros, el beneficio ilícito del COES, y no de las empresas generadoras; y, en el caso que Osinergmin considere que las empresas generadoras han obtenido algún beneficio ilícito, debería iniciar las acciones legales correspondientes contra ellas.

Respecto a la vulneración al Principio de Debido Procedimiento

- a) Graduación de la sanción de la imputación 1 - Caso 1.- El Principio de Razonabilidad exige a la Administración Pública analizar todos los criterios previstos en el numeral 3 del artículo 246 del TUO de la LPAG; sin embargo, tal situación no se evidencia en el Informe Final de Instrucción. Pese a ello, aun en el supuesto de que Osinergmin haya utilizado ilegalmente solo el criterio de perjuicio económico causado no puede

considerar los ingresos por potencia, pues la remuneración por potencia es un concepto regulatorio que toda la demanda debe pagar indistintamente de quién sea el beneficiario de dicho pago, es decir, dicho monto se debe pagar con o sin el ingreso de la TG7 de la C.T. Santa Rosa. Si Osinergmin solo utilizó el criterio de beneficio ilícito resultante, su análisis es incorrecto ya que usar la potencia no constituye un beneficio ilícito para el COES, sino, en todo caso, para el titular de la unidad TG-7.

- b) Sin perjuicio de lo señalado, no se entiende cómo Osinergmin realiza el cálculo del plazo de 15 días de remuneración de potencia, ya que el numeral 12.2 del PT-20 solo ha previsto un plazo de evaluación de parte del COES de máximo 5 días hábiles y 5 días adicionales para que el titular del proyecto subsane las observaciones del COES. Así, siendo plazos máximos, tampoco tendría que tomarse el peor escenario, sino un escenario promedio. Finalmente, el monto de remuneración por potencia firme percibido por la unidad TG-7 en diciembre de 2015 es de S/ 1 313 459.02. Dicho monto es menor al usado por Osinergmin para sustentar el cálculo de la multa para el Caso 1.
- c) Graduación de la sanción de la imputación 1 – Caso 3.- Osinergmin no explica por qué se establece un valor de multa equivalente a 0.5% de la multa máxima, ni cuál es la relevancia y/o relación existente con la fecha en que se aprobó la modificación de la unidad TG-8 (diciembre de 2014), las cuales utiliza para determinar el supuesto 0.5%, sin explicar la incidencia de cada uno de dichos elementos en la multa final. Asimismo, Osinergmin no aplica todos los elementos del Principio de Razonabilidad a fin de graduar la sanción, es más, no se entiende cómo Osinergmin pretende sancionar la reducción del mínimo técnico cuando aquel acarrea que el costo operativo del SEIN se reduzca con relación al anterior costo operativo con un mínimo técnico mayor.
- d) Graduación de la sanción de la imputación 1 - Caso 4.- Osinergmin, sin sustento legal y arbitrariamente, establece que la aprobación sustentada por la potencia mínima de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1 hubiera involucrado 30 días y no 17 días como ocurrió en la práctica; sin embargo, se desconoce cómo Osinergmin realizó el cálculo de dicho plazo. De los criterios arbitrarios que podría haber escogido Osinergmin para la graduación de la sanción, no puede considerar los días que le hubiera tomado al COES evaluar el pedido de modificación de ficha técnica, ya que en el PR-20 no existe un plazo definido para realizar observaciones y, finalmente, aprobar el pedido. De otro lado, aun en el supuesto de que Osinergmin haya utilizado solo el criterio de la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, no se podría usar las compensaciones recibidas por Engie durante un mes como indicador del daño ya que, en este caso, la aceptación del pedido de Engie ha significado una reducción en el monto de la compensación y, en consecuencia, también una reducción del costo de operación, lo que significaría un beneficio para el SEIN. Esta reducción no significa un beneficio para el COES ni para el titular de la central pues no representa un ingreso adicional ni un menor gasto para el COES.
- e) Graduación de la sanción de la imputación 2.- En el literal b) del numeral 3.3 del Informe Final de Instrucción no se evidencia el análisis de todos los criterios del

Principio de Razonabilidad para sustentar y fijar el monto de la multa aplicada, ni la secuencia del cálculo con la que Osinergmin determina el monto arbitrario de S/ 100 641.80. De la revisión del referido informe es imposible determinar el criterio que ha determinado la fijación de dicho monto.

- f) Si bien Osinergmin ha considerado como potencia mínima 60 MW para las unidades TG1, TG2 y TG3 operando a ciclo abierto (en base a la información proporcionada por el COES), esta premisa es errónea, ya que dicha potencia mínima solo aplica para la operación en ciclo combinado. Asimismo, pese a que Osinergmin muestra seis cuadros de mantenimiento del IEOD con la presunta finalidad de motivar la graduación de la sanción, no se explica por qué en este caso se utiliza información sobre mantenimientos y no compensaciones, como en los otros casos. Es más, Osinergmin no explica cómo estos mantenimientos son aplicables o influyen en la determinación de la multa. De igual modo los cuadros del mantenimiento del IEOD contenidos en el Informe Final de Instrucción son ilegibles por lo que le impide conocer la información y los datos que fueron considerados por Osinergmin a fin de graduar la sanción.
- g) La graduación efectuada por Osinergmin le impide ejercer su derecho de defensa ya que no puede defenderse de lo que desconoce, más aun si se tiene en cuenta que el Informe Final de Instrucción presenta una motivación aparente, lo que genera que el acto administrativo sea oscuro en las razones que sustentan la recomendación de la sanción.
- h) En la leyenda de la fórmula, que supuestamente sustenta el monto de la multa, se considera al *Mo* como la *"Multa calculada con valores vigentes al momento de la comisión de la infracción, que para este caso es el periodo desde febrero de 2016 a setiembre de 2017"*; sin embargo, no entiende las razones por las que considera dicho periodo de tiempo, mas aun si se tiene en cuenta que el cambio de mínimo técnico se produjo en marzo de 2017. De igual modo, Osinergmin no esclarece cuál es la secuencia del cálculo de la multa, por lo que desconoce cuáles son los montos y operaciones realizadas para llegar al monto del *Mo*. En todo caso, si se quiere sancionar en base al supuesto perjuicio causado, únicamente se debe considerar el exceso supuestamente pagado, mas no toda la compensación por mínima carga.

Respecto a la vulneración del Principio de Buena Fe Procedimental

- a) El actuar de Osinergmin depende de aquello que sea más beneficioso para su posición, sin importar que dichas actuaciones sean contradictorias y, por tanto, nulas. De acuerdo al Principio de Buena Fe Procedimental, y en base al desarrollo doctrinario, la autoridad administrativa no puede actuar contra sus propios actos; sin embargo, en el presente caso, se ha observado una actitud contradictoria de Osinergmin en dos ocasiones: i) al no aceptar la validez del informe técnico de Engie como sustento de la modificación de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1, pero sí utiliza dicho informe para determinar y recomendar la graduación de la sanción al COES; y ii) al aceptar que si bien el COES no tiene el deber de verificar la veracidad de la información presentada de las inflexibilidades operativas, le exige que revise y evalúe el sustento y la veracidad de dichas inflexibilidades.

- b) En el primer supuesto, Osinergmin manifiesta la carencia de validez del informe interno de Engie toda vez que el COES no ha acreditado que recibió el mismo en calidad de sustento de la solicitud de modificación; no obstante, posteriormente, Osinergmin acepta la validez de dicho informe a fin de argumentar que el COES cometió una infracción. Una actuación coherente hubiese sido que si Osinergmin alega que el informe interno de Engie no tiene ningún valor para el ordenamiento jurídico, entonces tampoco debería ser utilizado para argumentar que el COES ha cometido una infracción y, menos aun, para recomendar la graduación de una sanción.
- c) En el segundo supuesto, si bien Osinergmin manifiesta que el COES no tiene ningún deber de supervisión o fiscalización de la información remitida como sustento de las inflexibilidades operativas, en otra sección del Informe Final de Instrucción, Osinergmin exige que el COES corrobore la información presentada por las generadoras. Esta actitud es contradictoria porque si el COES no tiene ningún deber de supervisión o fiscalización de la veracidad de la información, entonces no debe encontrarse obligado, de ninguna forma, a revisar la veracidad de la información de las empresas generadoras. Pese a que Osinergmin argumenta que el COES debe revisar dicha información para asegurar el proceso de optimización de la operación del sistema, dicha información es incorrecta ya que el COES, únicamente, se limita a tomar dicha información, la aplica a sus procesos y, a partir de ello, establecer el despacho eficiente del SEIN.

Respecto a la vulneración al Derecho de Defensa

- a) Únicamente se le ha otorgado un plazo de 5 días hábiles para la presentación de sus descargos, lo que es el plazo mínimo establecido legalmente; sin embargo, Osinergmin, en base a la razonabilidad, tiene la facultad de otorgar plazos diferentes, para lo que debe tener en cuenta la complejidad, importancia y magnitud de la cuantía de la multa que se le pretende imponer.
 - b) El plazo de cinco días hábiles otorgados es inédito para este tipo de procedimiento pues difiere completamente de los plazos otorgados por Osinergmin en los expedientes SIGED Nos. 201700029223, 201800078624, 201800074986 y 201700014328 en los que se le otorgó un plazo de diez días hábiles, en tanto que en los expedientes Nos. 201600014140, 201500121128, 201400124520, 201500104854, 201300096314, 201300172280 y 201400027114, se le otorgó un plazo de 15 días hábiles.
 - c) Su solicitud de ampliación de plazo fue efectuada al día siguiente de recibido el Oficio N° 15-2019-DSE/CT y, debido a la complejidad del procedimiento, requería de información técnica de diferentes áreas.
 - d) Finalmente, solicita el uso de la palabra.
- 1.9. Mediante el Memorándum N° DSE-CT-25-2019, de fecha 23 de enero de 2019, 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. 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-PCM⁴, 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.

3. CUESTIONES EN EVALUACIÓN

- 3.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente.
- 3.2. Respecto a no haber verificado la presentación del sustento de los valores de las inflexibilidades operativas, establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR-20.
- 3.3. Respecto a no haber revisado ni evaluado la información que se utiliza para determinar el despacho económico, lo que afecta el proceso de optimización de la operación del sistema.
- 3.4. Respecto a los cuestionamientos de la tipificación de las infracciones imputadas.
- 3.5. Respecto a la vulneración al Principio de Buena Fe Procedimental.
- 3.6. Respecto a la vulneración al Derecho de Defensa.
- 3.7. Respecto a la graduación de la sanción.

4. ANÁLISIS

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente

De acuerdo con lo establecido en el numeral 12.1 del artículo 12 de la Ley N° 28832, el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; así como planificar el desarrollo de la transmisión, y administrar el Mercado de Corto Plazo.

⁴ Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 12 de febrero de 2016.

En ese extremo, se debe tener en cuenta que el artículo 92 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM⁵, establece que la operación en tiempo real de las diferentes unidades que forman parte de un sistema interconectado será efectuada directamente por sus titulares; sin embargo, donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por éste.

Así, los artículos 95, 96 y 97 del Reglamento antes mencionado, con anterioridad a la modificación efectuada a través del Decreto Supremo N° 040-2017-EM⁶, especificaban que la información que debían entregar los integrantes del COES, y la vinculada a la operatividad y rendimiento de las unidades de generación, cuya vigencia se definía en los Estatutos del COES, sería utilizada en la programación de la operación del sistema.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que el numeral 1.2 de la NTCOTRSI establece las obligaciones del COES referidas a la operación en tiempo real de los sistemas interconectados y de los integrantes de éste. Entre las obligaciones de estos últimos se encuentra la entrega de la información necesaria para el cumplimiento de las funciones del COES.

En aplicación de la NTCOTRSI, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2013-OS/CD, se aprobó el PR-20. Como se puede apreciar en los numerales 6.1.1, 6.1.2 y 6.1.7 del referido procedimiento, entre las responsabilidades atribuidas al COES están:

- a) Revisar que los diseños de las instalaciones eléctricas presentados por los titulares de los proyectos cumplan los requisitos y criterios mínimos establecidos en el PR20.
- b) Recibir y evaluar las solicitudes presentadas por los titulares de los proyectos, en el marco del PR-20.
- c) Emitir el Certificado de inicio de Operación Comercial de una unidad o central de generación.

De conformidad con el numeral 12.1 del PR-20, las unidades de generación requieren la calificación de Operación Comercial para su operación en el SEIN, la misma que es otorgada por el COES, al comprobar los requisitos que el referido procedimiento prevé para tal fin. Entre los requisitos necesarios para que el COES otorgue la operación comercial se encuentran las inflexibilidades operativas contenidas en las Fichas Técnicas del Anexo 4, que tendrán un periodo mínimo de vigencia de 4 años. Específicamente, los literales r), s) y t) del numeral 5.1 de la Ficha Técnica N° 2 del Anexo N° 4, establecen que las empresas deberán remitir la información sustentada de: i) Potencia Mínima Generable; ii) Tiempo Mínimo entre arranques sucesivos; y, iii) Tiempo Mínimo de Operación.

Los incumplimientos del COES al PR-20 constituyen infracción de acuerdo con lo establecido en el literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, siendo pasibles de sanción de conformidad con lo previsto en el numeral 2.13 del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD⁷.

⁵ Publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 25 de febrero de 1993.

⁶ Publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 13 de diciembre de 2017.

4.2. Respecto a no haber verificado la presentación del sustento de los valores de las inflexibilidades operativas, establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR-20

Si bien el COES sostiene que la información remitida por los generadores debe ser considerada como veraz, correcta y adecuada, y que no cuenta con la obligación ni facultad para revisarla, el hecho imputado materia de análisis en la presente sección no se encuentra relacionado con la calificación de la información remitida como correcta y veraz; sino, lo constituye el hecho de no haber verificado la presentación del sustento de los valores de la inflexibilidad operativa (potencia mínima generable) establecida en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del Anexo 4 del PR-20.

En efecto, de los descargos presentados por el COES, tanto al inicio del procedimiento sancionador como al Informe Final de Instrucción, se advierte que hace una interpretación errada sobre la imputación de esta infracción, señalando que Osinergmin le inició un procedimiento sancionador por no haber verificado el sustento de los valores de las inflexibilidades operativas, lo cual es incorrecto.

La infracción que se le ha imputado en este extremo es por no haber verificado la presentación del sustento de los valores de las inflexibilidades operativas que deben remitir las empresas, lo cual es un requisito establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR-20, al señalar “*Potencia mínima generable (MW), sustentada*”. Es decir, el COES solo verificó que las empresas presenten dicha información sin el debido sustento, tal como lo establece el precepto normativo citado precedentemente.

De otro lado, pese a que el COES manifiesta que del numeral 12.1 del PR-20 no se desprende ninguna obligación de verificar la presentación del sustento de la modificación de las inflexibilidades operativas, el tercer párrafo del referido numeral establece que “*los modos de operación e inflexibilidades operativas contenidas en las Fichas Técnicas del Anexo 4 tendrán un periodo mínimo de vigencia de 4 años*”. En el mismo sentido, el cuarto párrafo del citado dispositivo legal dispone, en forma taxativa, que “*los integrantes estarán obligados a informar al COES cualquier cambio que modifique dichas inflexibilidades operativas*”. Como se observa, el PR-20 es claro al establecer que, para la actualización de los valores relacionados con las inflexibilidades operativas, es necesario que los integrantes del COES remitan las Fichas Técnicas correspondientes. En tal sentido, el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del Anexo 4 del PR-20 establece que la potencia mínima generable debe ser sustentada.

Asimismo, es errada la conclusión a la que llega el COES, referida a que Osinergmin ha respaldado su posición al afirmar que la obligación de actualizar la información sobre las características técnicas no es atribuible al COES, sino a sus integrantes; toda vez que lo que se ha imputado al referido Comité es el incumplimiento de verificar la presentación del sustento, lo que no se contradice con las obligaciones de sus integrantes, quienes deben actualizar la información de sus unidades cuando corresponda. En este extremo, es oportuno resaltar que, si bien las empresas tienen la obligación de presentar el

⁷ Publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 12 de marzo de 2003.

sustento, como contraparte, el COES tiene la obligación de verificar que, efectivamente, en los casos correspondientes, las empresas cumplan con la presentación del referido sustento. Tales obligaciones son complementarias y no se contradicen de ningún modo. Cabe agregar que la responsabilidad del COES por la no verificación de la presentación del sustento respectivo no implica que no se determina la responsabilidad de las empresas concesionarias por la no remisión del referido sustento. La responsabilidad por una u otra situación es independiente y una no desmedra la otra.

De igual modo, el COES equivoca su interpretación al sostener que la obligación contenida en el numeral 6.1.2 del PR-20 se cumple *“cuando el COES evalúa si el inicio de la operación comercial de nuevas instalaciones de generación afectará la seguridad del SEIN o si la solicitud de actualización de información se encuentra dentro de los supuestos de actualización regulados”*; lo cierto es que en dicho numeral no se establece la precisión que el COES sostiene. Por el contrario, el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del Anexo 4 del PR-20 establece de forma expresa que la información referida a la potencia mínima generable debe ser remitida con sustento, por lo que, para otorgar la puesta en operación comercial o aprobar las modificaciones solicitadas por las empresas concesionarias de generación, el COES debe verificar que dichas empresas remitan el sustento respectivo, pues constituye uno de los requisitos para la modificación de estos valores, de acuerdo con lo establecido en el PR-20.

Por otro lado, se debe resaltar que los numerales del PR-20 referidos previamente, como se ha reiterado en diversas ocasiones, establecen específicamente que, para la puesta en operación comercial o para la modificación de las instalaciones, es requisito que los valores de las inflexibilidades operativas, en el presente caso, la potencia mínima generable, sean presentados con el sustento respectivo. En ese sentido, si bien, como afirma el COES, el numeral 11.1 del PR-20 establece que la documentación indicada en el Anexo 4 se presenta para obtener la autorización para la ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio, también es cierto que el numeral 12.1 del referido dispositivo legal establece los supuestos en que dicha información debe ser modificada, por lo que lo alegado por el COES en este extremo no tiene sustento.

Finalmente, de conformidad con los párrafos precedentes, pese a las afirmaciones efectuadas por el COES referidas a que dicha información es irrelevante y a que no es un tema asociado a la seguridad del SEIN, este requisito debe ser cumplido por haber sido establecido expresamente en la normativa vigente.

Caso 1

La información relativa a los datos de placa de la unidad de generación TG7 de la CT Santa Rosa, antes y después del reemplazo del turbogenerador, se ha obtenido de informes de potencia efectiva que el propio COES ha publicado en su página web. Cabe resaltar que dichos Informes son revisados y aprobados por el propio COES.

Asimismo, a pesar de que el COES manifiesta que la reparación de la unidad TG-7 de la C.T. Santa Rosa involucró únicamente el reemplazo de la turbina, y que no se han modificado las características técnicas de la unidad, se debe tener en cuenta que en el glosario de definiciones del COES, se detalla:

Unidad de generación. - Para el caso de las centrales térmicas, es el arreglo: motor primo, generador y transformador asociado.

En ese sentido, una unidad de generación térmica está conformada por tres componentes principales, siendo uno de ellos el “motor primo”, que en caso de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa está constituido por la turbina a gas. Dicho componente es el que entrega energía mecánica al generador, que transforma dicha energía en electricidad. Por lo tanto, el cambio de la turbina de la unidad de generación TG7 (motor primo) implica un cambio sustancial en las características del conjunto “motor primo – generador”, por lo que este cambio no es irrelevante en el desempeño de la unidad de generación.

De otro lado, con relación a las características principales de las turbinas W501D5A (fabricante Westinghouse) y SGT6-3000E (fabricante Siemens), que presenta el COES, como evidencia de que ambas unidades son similares, cabe indicar que éste solo se refiere básicamente a 3 parámetros Potencia, Heat Rate y rendimiento; sin embargo, no presenta otra información relevante de ambas turbinas. En ese sentido, sobre la base de la información presentada por COES no se puede concluir que ambas unidades sean idénticas.

Cabe resaltar que lo concreto es que la unidad TG7 fue autorizada a ingresar a operación mediante el documento N° COES/D/DP-1729-2014 (de fecha 04/12/2014), en dicho documento señala:

“Al respecto, luego de haberse verificado el cumplimiento de los requisitos exigidos por los procedimientos PR-N° 20 del COES-SINAC, esta Dirección Aprueba la Operación Comercial de la unidad TG7 de la Central Térmica Santa Rosa desde las 00:00 horas del día 05.12.2014, con los modos de operación y potencias efectivas declaradas que se indican en el documento adjunto.”

Se debe destacar que el COES, al autorizar el ingreso a operación debió de cumplir lo establecido en el PR-20, en lo concerniente a la presentación de la información de Inflexibilidades Operativas (sustentadas). Si bien el COES manifiesta que se trató del reingreso a operación comercial de la unidad, y para ello indica que en este caso no se aplicarían los supuestos del numeral 12.1 (tercer párrafo) del PR-20, en su documento N° COES/D/DP-1729-2014, el COES aprobó la “Operación Comercial de la unidad TG7”, por lo que lo alegado carece de sustento.

Asimismo, si bien el COES manifiesta que el sustento observado fue remitido por Enel mediante la Carta N° GGEyC-365-2014, de fecha 7 de noviembre de 2014, mediante la cual solicitó el reinicio de la operación comercial de la unidad TG-7 de la Central Santa Rosa, debe destacarse que en dicho documento no hay sustento alguno respecto de las inflexibilidades operativas.

Por tal motivo, los descargos presentados por el COES no desvirtúan este extremo de la imputación efectuada.

Caso 2

RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 208-2019

De acuerdo con los descargos y la nueva documentación remitida por el COES, se ha podido verificar que, conforme a lo manifestado por dicha entidad, la potencia mínima generable de la unidad TG-8 de la C.T. Santa Rosa no fue actualizada, conforme lo señalan las Cartas Nos. SGMEC-167-2013 y SGMEC-335-2014.

Potencia Mínima incluida en la Ficha Técnica vigente antes del 30 de julio de 2014
Adjunta a la Carta SGMEC-167-2013 de fecha 16 de mayo de 2013

C.T. SANTA ROSA FICHA TÉCNICA										
CENTRAL UNIDAD		C.T. SANTA ROSA								C.T. STA ROSA 2
		UTI 5		UTI 6		TG7 CON GN		TG7 CON DBS		TG8
		GAS	DIESEL	GAS	DIESEL	Con Agua	Sin Agua	Con Agua	Sin Agua	
1. DATOS FABRICANTE										
	Fabricante									
	Modelo									
	Serie									
2. DISPONIBILIDAD										
	Potencia Efectiva	MW	53.06	51.73	52.00	52.54	121.02	107.12	121.33	112.00
	Potencia Nominal	MW	59.60	59.60	59.60	59.60	127.50	127.50	127.50	127.50
	Potencia Nominal Aparente	MVA	70.00	70.00	70.00	70.00	150.00	150.00	150.00	150.00
	Potencia Máxima	MW	55.00	55.00	55.00	55.00	123.90	109.10	121.30	112.00
	Potencia Mínima	MW	30.00	30.00	30.00	30.00	65.00	40. (4)	65.00	40. (4)
										135.00

Potencia mínima incluida en la ficha técnica adjunta a la Carta SGMEC-335-2014 de fecha 30 de julio de 2014

CT SANTA ROSA										
FICHA TÉCNICA										
CENTRAL UNIDAD		CT SANTA ROSA								CT SANTA ROSA 2 TG8
		UTI 5		UTI 6		TG7 CON GN		TG7 CON DBS		
		GAS	DIESEL	GAS	DIESEL	Con Agua	Sin Agua	Con Agua	Sin Agua	
1. DISPONIBILIDAD										
Potencia Efectiva	kW	53,063.38	51,733.30	52,004.90	52,535.10	121,018.41	107,314.33	121,331.00	112,000.00	195,057.65
Potencia Nominal	kW	59,600.00	59,600.00	59,600.00	59,600.00	127,500.00	127,500.00	127,500.00	127,500.00	
Potencia Nominal Aparente	MVA	70,000.00	70,000.00	70,000.00	70,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	215,000.00
Potencia Máxima	kW	55,000.00	55,000.00	55,000.00	55,000.00	123,900.00	109,100.00	121,300.00	112,000.00	
Potencia Mínima	kW	30,000.00	30,000.00	30,000.00	30,000.00	65,000.00	40,000 (4)	65,000.00	40,000 (4)	135,000.00

Por tal motivo, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación efectuada.

Caso 3

Si bien el COES intenta justificar su responsabilidad en que la modificación en la potencia mínima representaba una mejora en la flexibilidad operativa de la unidad, independientemente del mejoramiento o empeoramiento de la flexibilidad de la unidad TG-8, objetivamente, el COES cuenta con una obligación que es la de verificar la presentación del sustento ante una modificación de las inflexibilidades operativas (en este caso potencia mínima generable) incluidas en las fichas técnicas.

Tal obligación es objetiva y que es totalmente independiente de si la modificación fue mínima o si mejoró la flexibilidad operativa de la unidad, por lo que tampoco es necesario que este Organismo demuestre el efecto negativo aludido por el COES. De igual modo, resulta pertinente destacar que Osinergmin no pretende interferir con las funciones ni con la independencia del COES, lo que este Organismo ha observado en el presente procedimiento es la falta de verificación de la presentación del sustento de la potencia mínima generable. Esta no es una mera opinión de Osinergmin ni es una potestad discrecional del COES, sino que es una obligación expresamente prevista en la normativa vigente, que resulta sancionable en caso de incumplimiento.

Por tal motivo, los descargos presentados por el COES no desvirtúan este extremo de la imputación efectuada.

Caso 4

Con relación al Informe Técnico que presenta el COES en el Anexo 5 de la carta que contiene sus descargos, cabe indicar que éste es un informe interno de Engie elaborado por su Jefe de Operaciones (Alan Martínez), dirigido a su Jefe de Operaciones (Domingo Pinto), cuyo asunto es “Propuesta de Operación de la Central Chilca uno en ciclo combinado 3x1 en mínimo técnico de 300 MW”, de fecha 8 de marzo de 2017, respecto a una prueba efectuada el 8 de diciembre de 2015. Es necesario indicar que éste es un documento interno de ENGIE que constituye una propuesta; sin embargo, el COES no adjuntó ningún documento que acredite que esta propuesta fuera aprobada y comunicada al COES.

En este extremo, se debe resaltar que Osinergmin no rechaza los argumentos del COES en base a requisitos formales, lo que sucede es que el COES, como ha venido sucediendo a lo largo del presente procedimiento, confunde la imputación que este Organismo ha efectuado. Así, cabe reiterar que lo que se ha imputado al COES es la no verificación de la presentación del sustento de la potencia mínima generable. En ese sentido, si bien, en sus descargos, el referido Comité ha adjuntado un informe de Engie, en ningún momento adjunta prueba alguna que acredite que el referido sustento fue remitido conjuntamente con la modificación solicitada por dicha empresa. Si bien el COES argumenta que prueba suficiente de haber recibido el referido informe es que luego de la elaboración del informe en mención, mediante la Carta N° ENG1223-2017, Engie solicitó modificar el valor de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1, dicha situación no es suficiente para comprobar lo afirmado por el COES, más aun si se tiene en cuenta que, precisamente, lo que se le imputa es que en la Carta N° ENG1223-2017, Engie no adjuntó el sustento respectivo. En ese sentido, el COES no ha acreditado haber verificado la presentación del sustento de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1 ante la modificación efectuada.

Por otro lado, no se entiende la interpretación del COES referida a que, al haber transcurrido en exceso el plazo de vigencia (4 años) de las inflexibilidades operativas, Engie no se encontraba en ninguno de los supuestos de actualización establecidos en el numeral 12.1 del PR-20 ni el COES tenía que verificar tal situación para aprobar la actualización del valor de la potencia mínima. Es preciso tener en cuenta que la vigencia de los valores por 4 años es el supuesto principal de actualización de las inflexibilidades operativas. Las demás situaciones constituyen la excepción a tal circunstancia. No obstante, independientemente de lo expuesto, las fichas técnicas deben ser presentadas en todos estos supuestos previstos en el numeral 12.1 del PR-20 y, por lo tanto, ante cualquier modificación de los valores de las inflexibilidades operativas, el sustento debe ser remitido.

Por tal motivo, los descargos presentados por el COES no desvirtúan este extremo de la imputación efectuada.

En ese sentido, se ha evidenciado que el COES, en 3 de los 4 casos mencionados previamente, no verificó la presentación del sustento de los valores de la inflexibilidad operativa (potencia mínima generable), establecida en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR 20, por lo que ha incumplido con lo establecido en los numerales 6.1.2 y 12.1 del PR-20, lo que constituye infracción conforme a lo previsto en el literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de

Concesiones Eléctricas, siendo pasible de sanción de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 2.13 del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.3. Respecto a no haber revisado ni evaluado la información que se utiliza para determinar el despacho económico, lo que afecta el proceso de optimización de la operación del sistema.

El marco normativo de la presente imputación se encuentra constituido por el la Ley N° 28832, la NTCOTRSI y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; teniéndose en consideración que la cita del numeral 7.15 del PR-01 ha sido empleada, únicamente, de manera ilustrativa.

Asimismo, el PR-20 y el PR-01 son procedimientos que se encuentran vinculados en lo relativo a las inflexibilidades operativas, en el primero se instruye cómo se establecen las mismas (PR-20), y en segundo cómo se aplican (PR-01). Estos parámetros pueden ser objeto de revisión por parte del COES, en cualquier momento, dado que las inflexibilidades operativas incorrectamente dimensionadas provocan perjuicios económicos al SEIN. Es importante tener presente que los procedimientos técnicos del COES no son disposiciones normativas aisladas, sino que son dependientes entre sí, conformando estructuras que dan soporte a actividades más amplias y complejas como lo es el despacho económico del SEIN.

Por otro lado, la presente imputación no está relacionada con un supuesto deber, por parte del COES, de verificar la veracidad de la información remitida por las empresas concesionarias de generación; sino, encuentra sustento en las propias funciones que le son atribuibles al COES contenidas en la Ley N° 28832 y en la NTCOTRSI. Así, la evaluación a la que hace referencia Osinergmin, y que ha dado origen a la presente imputación, consiste en el procesamiento, por parte del COES, de la información remitida por las empresas concesionarias de generación. Es decir, aun asumiendo que la información remitida por parte de las empresas generadoras es veraz, es función del COES procesar todos los datos remitidos para asegurar un despacho eficiente.

Si el COES no efectúa una revisión y evaluación de la información remitida, con todos los requisitos previstos en el PR-20, es evidente que estaría incumpliendo su obligación de asegurar un despacho eficiente. En el mismo sentido, no se entiende la posición que asume al COES al reiterar que Osinergmin le exige la verificación de la veracidad de la información remitida, toda vez que, como bien afirma el COES, la veracidad de dicha información es responsabilidad de cada empresa concesionaria. Lo que este Organismo ha observado es que, al no contar con la información que el propio PR-20 establece, el COES se ve impedido de cumplir con su finalidad, que es asegurar un despacho eficiente.

Es preciso reiterar que Osinergmin no pretende crear nuevas obligaciones debido a que el numeral 12.1 del artículo 12 de la Ley N° 28832, y el literal c) del numeral 1.2.3 de la NTCOTRSI establecen de forma expresa que el COES debe asegurar la optimización de la operación del sistema, situación que no puede garantizar si no verifica que las empresas le remitan toda la información necesaria. Pese a que el COES considera que no existe norma legal que establezca una obligación de evaluar la información que presentan los generadores, dicha obligación se encuentra expresamente prevista en el numeral 6.1.2 del PR-20 y, de acuerdo con el numeral 12.5 del referido Procedimiento, el COES puede

disponer la suspensión de la operación comercial de la unidad cuando la documentación que remita sea incorrecta, es decir, contrariamente a sus afirmaciones, el COES sí tiene a su disposición una medida, expresamente prevista en la normativa vigente, que puede ejecutar en caso que compruebe que la información remitida no es correcta.

De igual modo, se debe tener en cuenta que el propio COES reconoce que, para la programación al mínimo costo, tiene que elaborar un modelo matemático que considere la información detallada en el numeral 7 del PR-01, entre la que se encuentra las características técnicas de las unidades de generación, que incluyen las inflexibilidades operativas, las mismas que, de acuerdo con lo establecido en el PR-20, deben ser remitidas con sustento. Por lo tanto, se evidencia que no es posible que el COES pueda garantizar la operación eficiente del sistema si no cuenta con toda la información requerida para tal caso.

Cabe reiterar que, pese a las múltiples afirmaciones efectuadas por el COES, no se encuentra en discusión su supuesto deber de verificar la veracidad de la información que sus integrantes le remiten; lo que se encuentra en análisis es que la presentación de la información se concrete, dado que es un requisito indispensable para que el COES asegure un despacho económico eficiente. En consecuencia, el Decreto Supremo N° 040-2017-EM, mencionado por el COES, no establece ninguna nueva obligación a la referida entidad en tanto que, el deber de efectuar un despacho eficiente se encuentra previsto en la Ley N° 28832 y en la NTCOTRSI, por lo que no es facultativo, sino es un mandato expreso de la norma.

En tal sentido, la aprobación de las inflexibilidades operativas sin el sustento establecido en el PR-20, ha significado que el COES no asegure un despacho eficiente. Esto se puede apreciar de la evidencia que el COES presenta en su escrito de descargos, con relación al hecho objetivo consistente en la modificación de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1, que opera en ciclo combinado. En efecto, como parte de sus descargos presentó como evidencia de la consistencia de dicha información, un documento con el que supuestamente se justificó la consistencia de la modificación de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1; sin embargo, lo que no advierte el COES es que, en el referido documento, también se puso de manifiesto que la potencia de las unidades TG (1, 2 y 3) alcanzaron valores de generación estables, valores que en el caso de las unidades TG1 y TG2 son casi la mitad de la potencia mínima informada en la fichas técnicas de estas unidades y en el caso de la unidad TG3 el valor es ligeramente menor.

A fin de demostrar, lo manifestado precedentemente, se presenta a continuación los valores de generación alcanzados, durante la prueba que efectuó Engie y cuyo informe se incluyó como anexo en el documento de descargos del COES.

Hora	Potencia MW				
	TG11	TG12	TG21	TV	CC
01:00	52.0	52.1	50.4	165.0	308
01:30	54.0	60.0	60.0	131.1	302.7
02:00	54.0	59.9	60.0	124.6	296.8
02:30	54.0	59.9	60.0	123.9	297.8
03:00	54.0	59.8	60.0	123.6	295.3

03:30	54.0	59.7	60.0	123.2	295.7
04:00	54.0	59.7	60.0	122.9	296.3
04:30	54.0	59.6	60.0	122.6	296.6
05:00	54.0	59.5	60.0	122.3	296.8
05:30	54.0	59.5	60.0	122.1	296.8
06:00	54.0	59.4	60.0	122.4	296.2
06:30	54.0	59.3	60.0	122.8	297.1
07:00	54.0	59.3	60.0	123.1	294.9

Las conclusiones del Informe de Engie al respecto, son las siguientes

“3. Conclusiones de la prueba a 300 MW del CC en 3x1:

- *Los límites por emisiones de NOx no son alcanzados para la prueba de operación en 300MW, teniendo en cuenta el Proyecto de DS que establezca el MINAM indicado por el EIA. Según el Proyecto de Ley, no tiene límites para CO*
- *En todas las unidades se obtuvieron niveles de vibración aceptables, muy por debajo de los niveles de alarma.*
- *Las alarmas transitorias registradas de Hot Spot para TG1 en rangos de carga de 60 a 80 MW, no presentaron riesgos para la operación según fuera consultado por el fabricante SIEMENS*
- *Con un mínimo técnico de 300 MYV la carga generada por la TV se mantiene en valores superiores y su valor mínimo recomendado >67MW”*

De estas conclusiones, se puede observar que las unidades TG, operando con potencias en el orden de 50 a 60 MW, no presentan vibraciones, ni las emisiones llegan a valores límites; así como las alarmas transitorias de la Unidad TG1 tampoco presentan riesgo para la unidad.

En consecuencia, se observa que las potencias mínimas de las unidades TG1, TG2 y TG3 que figuran en las fichas técnicas del COES (publicadas en su página Web, con valores de 115, 115 y 58 MW respectivamente), son inconsistentes con lo obtenido en la prueba, según se aprecia en el informe de Engie.

Con relación las inflexibilidades operativas de las otras centrales térmicas integrantes del COES, cabe indicar que al haber tenido acceso a la información de una prueba de potencia mínima de la C.T. Chilca 1, que opera en ciclo combinado, de la información contenida en este informe se ha verificado que la potencia mínima alcanzada por las unidades TG que conforman el ciclo combinado es bastante inferior a la potencia mínima informada por Engie en sus fichas técnicas; esta conclusión se desprende de la consideración que la tecnología de unidades similares se puede extrapolar a estos resultados; es decir, también la potencia mínima de estas unidades semejantes son menores a las informadas por sus Titulares (CC.TT. Ventanilla, Kallpa). Por lo tanto, el haber utilizado las magnitudes de potencia mínima informada por las generadoras sin sustento, y que dichos valores, conforme a lo mencionado, se encuentran sobrestimadas, su uso en el despacho económico generó una deficiente programación de la operación y compensaciones excesivas por potencia mínima.

De lo expuesto, se evidencia el motivo de la necesidad de que el COES deba evaluar la información que se utiliza para determinar el despacho económico, además de estar facultado a solicitar las pruebas de verificación de información operativa que considere necesario, o también efectuar análisis de la información histórica de desempeño de variables eléctricas relevantes.

El referido motivo del COES se traduce en su responsabilidad en la evaluación de los parámetros que las generadoras le informan, así como la disposición de las acciones que le es facultado aplicar, en el caso que la información presentada por los generadores no sea considerada conforme o consistente, a modo de ilustración tenemos al respecto los procedimientos PR-17, PR-18, PR-10 y PR20.

Es pertinente indicar que Osinergmin no atribuye al COES ningún deber de supervisión ni de fiscalización vinculado con las inflexibilidades operativas; sino, que la imputación que se analiza en la presente sección corresponde a la obligación que tiene la referida entidad de garantizar un despacho económico eficiente, para lo que necesita, de acuerdo con lo establecido en los numerales 6.1.2, 12.1 y el ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del Anexo 4 del PR-20, que el COES revise la presentación del sustento de las inflexibilidades operativas para, posteriormente, evaluar la solicitud presentada y, de esta forma, asegurar el proceso de optimización de la operación del sistema. Considerando lo explicado de forma precedente, se debe resaltar que el supuesto error inducido o la retroactividad benigna, alegados por el COES, no tiene sustento.

Por otro lado, cabe precisar que, cuando se considera la evidencia de las pruebas de potencia mínima de la C.T. Chilca 1 (operando en modo ciclo combinado 3 TG x 1 TV), con una reducción de su valor de 160 MW, el COES debió requerir el sustento de tal reducción al amparo de lo estipulado en el PR-20. La reducción de la potencia mínima de un ciclo combinado implica que la potencia mínima de las unidades TG (que conforman el ciclo combinado) también se hayan reducido. Esta situación debió ser considerada por el COES (en su calidad de operador del SEIN).

La utilización de los valores de potencia mínima de las unidades TG, operando en modo ciclo simple, ha generado compensaciones que han sido aportadas por todos los generadores. En ese sentido, de haberse considerado valores menores de esta inflexibilidad, estas compensaciones no hubiesen correspondido.

De igual modo, si bien el COES alega que no es correcto considerar la potencia mínima que registran las unidades TG en la prueba de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1 operando en ciclo combinado, como evidencia de una menor potencia mínima de estas unidades cuando operan en modo ciclo simple, en el informe de la prueba se indica que se monitoreó los principales parámetros de las unidades TG y TV, verificándose que no hubo variaciones sensibles. Si hay diferencias en la potencia mínima de las unidades TG operando en modo ciclo simple, estas solo se podrán determinar cuándo se efectúen pruebas específicas en cada unidad TG que conforma el ciclo combinado.

En ese sentido, se ha evidenciado que el COES, no revisó ni evaluó la información que utiliza para determinar el despacho económico, lo que afecta el proceso de optimización de la operación del sistema, por lo que ha incumplido con lo establecido en los

numerales 12.1 del artículo 12 de la Ley 28832, y el literal c) del numeral 1.2.3 del NTCOTRSI, situación que constituye infracción conforme al literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, siendo pasible de sanción de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 2.13 del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.4. Respecto a los cuestionamientos de la tipificación de las infracciones imputadas

Es pertinente recordar que el artículo 1 de la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, establece que:

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

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

(...)”

En ese sentido, conforme a lo establecido en la Ley señalada en el párrafo precedente, este Organismo goza de la facultad de tipificación. Asimismo, es necesario destacar que, a través de Resolución de Consejo Directivo, Osinergmin se ha limitado a recoger como conductas sancionables, obligaciones que se encuentran previamente previstas en la normativa del subsector eléctrico, específicamente en el PR-20, en la NTCOTRSI y en la Ley N° 28832.

Asimismo, conforme se puede apreciar, las conductas imputadas al COES tienen sustento en una norma con rango de ley, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 4 del artículo 231 de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, que desarrolla el principio de tipicidad.

De igual modo, cabe precisar que el PR-20 y la NTCOTRSI se han limitado a desarrollar las obligaciones que debe cumplir el COES, que, dada su naturaleza meramente técnica, no han sido consignadas expresamente en una norma con rango de ley. Dicha situación se encuentra prevista en el numeral referido en el párrafo anterior y de ningún modo constituye una vulneración al principio de tipicidad, por lo que lo alegado por el COES carece de sustento.

Pese a que el COES alega una falta de certeza, claridad y suficiencia en la tipificación efectuada por Osinergmin, se debe resaltar que el literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y el numeral 2.13 del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin deben ser interpretados en forma

concordante con lo establecido en el PR-20, en la NTCOTRSI y en la Ley N° 28832, que establecen clara y específicamente las obligaciones que el COES debe cumplir y que, de no hacerlo, serían pasibles de sanción de acuerdo con la normativa vigente.

4.5. Respecto a la vulneración del Principio de Buena Fe Procedimental

Si bien el COES manifiesta que existe una vulneración al Principio de Buena Fe Procedimental porque Osinergmin no acepta la validez del informe técnico de Engie como sustento de la modificación de la potencia mínima de la C.T. Chilca 1, pero sí lo utiliza para determinar y recomendar la graduación de la sanción; se debe tener en cuenta que Osinergmin, en ningún momento ha cuestionado la validez de dicho informe, lo que se ha determinado es que el COES no ha acreditado haberlo recibido como sustento para la modificación del valor de la potencia mínima generable y, por tal motivo, no ha verificado la presentación del sustento respectivo, como se ha mencionado en reiteradas ocasiones.

En ese sentido, la supuesta contradicción que aduce el COES no existe, debido a que, como se mencionó previamente, no se ha cuestionado la validez de tal informe, sino la recepción de éste por parte del COES. Asimismo, se debe tener en cuenta que el informe anteriormente mencionado ha sido valorado en el presente procedimiento, toda vez que, al haber sido presentado, ha pasado a formar parte del expediente en curso y es obligación de la Administración valorar todos los medios probatorios que han sido incorporados al procedimiento y pertenecen al mismo, en virtud del Principio Doctrinal de Adquisición de la Prueba.

Por otro lado, es pertinente reiterar que no se ha imputado al COES un supuesto deber de supervisión de la información remitida como sustento de las inflexibilidades operativas, lo que se le ha imputado es: i) no verificar la presentación del sustento de las inflexibilidades operativas, y ii) no haber revisado ni evaluado la información que se utiliza para determinar el despacho económico. En ese sentido, en ningún momento del presente procedimiento se ha cuestionado la no supervisión de la veracidad de la información, sino únicamente que, al no contar con toda la información que prevé el PR-20, el COES no puede asegurar un despacho económico eficiente.

Por tal motivo, las supuestas contradicciones observadas por el COES carecen de sustento.

4.6. Respecto a la vulneración al Derecho de Defensa

A pesar de que el COES detalla diversos expedientes en los que, según afirma, se le ha otorgado un plazo de 10 días hábiles para formular descargos, es preciso resaltar que dicho plazo corresponde al otorgado para la presentación de descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador y es el mismo tiempo que se otorgó al COES cuando se inició el presente procedimiento.

De igual modo, pese a que el COES cita varios otros procedimientos en los que, según afirma, se le otorgó un plazo de 15 días hábiles para presentar sus descargos, cabe destacar que estos procedimientos fueron iniciados con anterioridad a las modificaciones efectuadas a través del Decreto Legislativo N° 1272 que, entre otras

cosas, estableció que además del plazo otorgado para la presentación de descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador, debía otorgarse un plazo para la presentación de descargos al Informe Final de Instrucción. Asimismo, el referido dispositivo legal incorporó la figura de la caducidad en los procedimientos administrativos sancionadores.

Es por tal motivo que, tras la entrada en vigencia del referido dispositivo legal, esta División optó por dar plazos de diez días hábiles para presentar descargos al inicio de procedimientos sancionadores, y de cinco días hábiles para presentar descargos al Informe Final de Instrucción. Dicha situación puede apreciarse en los múltiples procedimientos tramitados por esta División y el presente no constituye una excepción.

Asimismo, si bien el COES solicitó una ampliación de plazo, cabe destacar que la aceptación de tal solicitud es facultad, únicamente, de Osinergmin. En ese sentido, teniendo en cuenta que el COES no había sustentado adecuadamente por qué necesitaba un mayor plazo al inicialmente otorgado, este Organismo decidió denegar tal solicitud conforme le fue informado oportunamente, lo que de ningún modo constituye una vulneración al Derecho de Defensa.

Finalmente, este Organismo considera que existen pruebas suficientes para emitir una resolución que determine la responsabilidad del COES, por lo que resulta innecesaria la realización del informe oral solicitado.

4.7. Respecto a la graduación de la sanción

A fin de graduar las sanciones a aplicar, se debe tomar 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.

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.

Al respecto, se debe reiterar que el numeral 12.1 del artículo 12 de la Ley N° 28832 establece que el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema; es decir, el COES tiene por finalidad proteger el interés público al asegurar el funcionamiento del

SEIN al mínimo costo y al preservar la seguridad del sistema (bienes jurídicos protegidos, lo que debe ser concordado con el artículo 13 del referido dispositivo legal).

Ahora bien, como se ha mencionado precedentemente, el hecho de que no se verificó la presentación del sustento de las inflexibilidades operativas ni se evaluó la información empleada para efectuar el despacho económico, generó un efecto directo en el interés público, toda vez que el COES deja de cumplir su finalidad.

En este contexto, el daño económico que las conductas infractoras han generado al interés público y/o bien jurídico protegido se aproxima, sobre la base de la experiencia técnica de supervisión, mediante el monto de las compensaciones que recibieron los titulares de las centrales de generación durante el periodo de tiempo que les hubiese tomado levantar las observaciones del COES.

A continuación, se muestra el detalle del cálculo de las multas:

a) No haber verificado la presentación del sustento de los valores de las inflexibilidades operativas, establecido en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR-20

- Caso potencia mínima de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa**

Este caso se encuentra referido a la aprobación del reingreso a operación de la referida unidad sin el sustento de las inflexibilidades operativas, por lo cual el COES debió de observar la solicitud de ingreso a operación comercial (la aprobación de solicitud se realizó en 2 días).

Para estimar el monto de la multa, se adoptará el criterio que el COES no debió haber aprobado el ingreso a operación en la fecha que lo hizo (a partir del 5 de diciembre de 2014). Este hecho originó que Enel haya obtenido en este mes (diciembre de 2014) un ingreso por potencia firme de S/ 1 367 786.75 Soles.

Para estimar el monto de la multa se considerará que, si el COES no hubiese aprobado la ficha técnica de la unidad TG7 solicitada el 2 de diciembre de 2014, Enel hubiese tenido que volver a solicitar el reingreso a operación comercial considerando este periodo de tiempo de 15 días (presentación de absolución de observaciones, evaluación y aprobación), con lo cual el Ingreso por Potencia Firme de esta unidad se habría reducido a la mitad (S/ 683 893.39 Soles).

Asimismo, a fin de actualizar dichos valores, se ha empleado la siguiente fórmula:

$$\frac{Mo * (IPCt)}{IPCo} = Mt$$

Donde:

Mo: Multa calculada con valores vigentes al momento de la comisión de la infracción, que para este caso es diciembre de 2014.

IPCt: IPC actual, es decir IPC noviembre 2018

IPCo: IPC del momento en que se cometió la infracción, es decir, IPC diciembre de 2014

Mt: Multa expresada en valor presente, fecha de cálculo de multa, noviembre de 2018.

Reemplazado en la fórmula se tiene:

$$683\,893.39 * \frac{(129.99)}{116.65} = 762\,102.89$$

Convirtiendo dicho monto a Unidades Impositivas Tributarias (en adelante, UIT), la multa asciende a 181.45 UIT.

- **Caso potencia mínima de la unidad TG8 de la C.T. Santa Rosa**

En lo relativo a la unidad TG8 de la C.T. Santa Rosa, por tratarse de una magnitud reducida, la disminución de la potencia mínima de la referida unidad (reducción de 1.48% de la potencia mínima anterior, 135 MW), y el impacto en el costo operativo del SEIN es reducido. También se debe tener en cuenta que el COES aprobó la modificación el 29 de diciembre de 2014 (para aplicarse desde el 31 de diciembre de 2014), es decir, en el mes de diciembre de 2014 el COES aprobó la modificación de la inflexibilidad operativa sin sustento de 2 unidades de generación.

En ese sentido, se considera pertinente un valor de multa del 0.5% de la multa máxima (1 000 UIT) prevista en el numeral 2.13 del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, es decir 5 UIT.

- **Caso potencia mínima del Ciclo Combinado de la C.T. Chilca 1**

La modificación sin sustento de la inflexibilidad operativa de la C.T. Chilca 1 en ciclo combinado constituye un incumplimiento a lo establecido en el PR-20 respecto al requerimiento de que las inflexibilidades operativas deben ser sustentadas.

La reducción de la Potencia Mínima de 460 MW a 300 MW fue solicitada por Engie con Carta N° ENG/223-2017, del 21 de marzo de 2017, y aprobada por el COES con Carta N° COES/D/417-2017, del 6 de abril de 2017, para estar vigente desde el 8 de abril de 2017. El trámite de aprobación del COES en este caso fue de 17 días.

El COES en este caso no debió aprobar la solicitud de Engie y, en consecuencia, debió observar la solicitud por falta de sustento, en cuyo caso Engie debió de absolver la observación y, en caso de presentar el sustento pertinente, el COES, luego de evaluar el sustento presentado, debió aprobar la modificación de la potencia mínima (300 MW).

En este caso, la estimación del monto de la multa se realizará analizando las compensaciones que Engie recibió por la operación en potencia mínima de la C.T. Chilca 1 en Ciclo Combinado del año 2017 (información que fue proporcionada por el COES en la Carta N° COES/D-1601-2017). Si consideramos que el COES no debió aceptar la modificación de la potencia mínima, observado a Engie esta información, luego de lo cual Engie debe elaborar el Informe de sustento para absolver la observación y el COES

RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 208-2019

revisar el sustento, para proceder a su aprobación, estimándose un periodo de tiempo de 30 días, por lo tanto, en dicho periodo de tiempo las compensaciones por potencia mínima de 300 MW no le corresponden.

En dicho periodo (8 de abril de 2017 a 8 de mayo de 2017) las compensaciones que ha determinado el COES es de S/ 619 040.01.

Inicio	Fin	Potencia MW	CVC S/./kWh	CVNC S/./kWh	CV S/./kWh	Compensacion (S/.)	Energía MWh
12/04/2017 06:30	12/04/2017 08:15	455.27	0.00430	0.01086	0.01516	8,230.90	910.55
17/04/2017 22:15	18/04/2017 09:00	323.88	0.00482	0.01086	0.01568	31,294.29	3562.70
18/04/2017 23:15	19/04/2017 09:45	325.81	0.00481	0.01086	0.01566	29,591.23	3502.43
19/04/2017 13:30	19/04/2017 14:00	341.42	0.00472	0.01086	0.01558	185.06	256.07
19/04/2017 21:45	20/04/2017 10:15	308.79	0.00490	0.01086	0.01576	38,769.21	3937.13
20/04/2017 13:00	20/04/2017 14:30	363.74	0.00462	0.01086	0.01548	393.63	636.54
20/04/2017 22:30	21/04/2017 09:00	310.79	0.00489	0.01086	0.01575	33,431.30	3341.00
21/04/2017 23:00	22/04/2017 10:00	313.43	0.00488	0.01086	0.01573	31,314.20	3526.08
22/04/2017 14:00	22/04/2017 18:15	307.60	0.00491	0.01086	0.01577	1,190.45	1384.21
22/04/2017 21:45	24/04/2017 08:00	307.75	0.00491	0.01086	0.01577	122,573.54	10617.22
24/04/2017 22:45	25/04/2017 07:45	311.47	0.00489	0.01086	0.01575	34,637.15	2881.08
25/04/2017 23:45	26/04/2017 07:30	352.78	0.00467	0.01086	0.01553	35,745.25	2822.24
27/04/2017 00:00	27/04/2017 07:30	324.39	0.00481	0.01086	0.01567	34,981.84	2514.04
27/04/2017 23:45	28/04/2017 08:15	300.00	0.00496	0.01086	0.01582	11,791.94	2572.79
28/04/2017 23:15	29/04/2017 08:15	305.03	0.00493	0.01086	0.01579	12,183.16	2821.48
29/04/2017 15:45	29/04/2017 17:30	322.11	0.00483	0.01086	0.01568	531.46	644.23
29/04/2017 23:15	30/04/2017 18:00	301.36	0.00495	0.01086	0.01581	62,402.08	5725.86
30/04/2017 20:45	01/05/2017 00:00	311.75	0.00489	0.01086	0.01574	4,703.14	1091.13
01/05/2017 00:15	01/05/2017 18:15	300.00	0.00500	0.01094	0.01594	49,963.61	5456.82
01/05/2017 20:15	02/05/2017 11:00	304.45	0.00497	0.01094	0.01592	36,361.99	4566.82
02/05/2017 23:00	03/05/2017 08:30	309.57	0.00494	0.01094	0.01588	18,149.50	3018.35
04/05/2017 01:15	04/05/2017 10:00	308.37	0.00495	0.01094	0.01589	10,689.07	2775.32
04/05/2017 21:45	05/05/2017 07:15	346.92	0.00474	0.01094	0.01568	4,206.05	3382.49
05/05/2017 08:00	05/05/2017 09:00	325.29	0.00485	0.01094	0.01579	381.09	406.62
05/05/2017 12:45	05/05/2017 14:30	488.84	0.00425	0.01094	0.01519	326.95	977.67
05/05/2017 23:30	06/05/2017 08:00	313.18	0.00492	0.01094	0.01586	2,748.24	2740.32
06/05/2017 23:45	07/05/2017 18:15	313.08	0.00492	0.01094	0.01586	6,689.39	5870.23
07/05/2017 21:30	08/05/2017 08:15	304.45	0.00497	0.01094	0.01592	4,132.13	3349.00
						619,040.01	
Nota: No se ha considerado las compensaciones del 05/05/2017 y 12/04/2017.							

Asimismo, a fin de actualizar dichos valores, se ha empleado la siguiente fórmula:

$$Mo * \left(\frac{IPCo}{IPCo} \right) = Mt$$

Donde:

Mo: Multa calculada con valores vigentes al momento de la comisión de la infracción, que para este caso es abril de 2017

IPCo: IPC actual, es decir IPC noviembre 2018

IPCo: IPC del momento en que se cometió la infracción, es decir, IPC abril de 2017.

Mt: Multa expresada en valor presente, fecha de cálculo de multa, noviembre de 2018.

Reemplazado en la fórmula se tiene:

$$619\,040.01 * \left(\frac{129.99}{129.99} \right) = 629\,943.72$$

127.74

Convirtiendo dicho monto a UIT, la multa asciende a 149.98 UIT.

En ese sentido, la multa total por la primera imputación efectuada asciende a 336.43 UIT.

b) No haber revisado ni evaluado la información que se utiliza para determinar el despacho económico, lo que afecta el proceso de optimización de la operación del sistema

El uso de la información de inflexibilidades operativas sin sustento en la programación de la operación económica del SEIN ha ocasionado el incremento de los costos operativos, esto es posible percibirlo en los siguientes casos:

- a) Potencia Mínima sin sustento.
- b) Tiempo Mínimo de Operación, entre arranques.

Se considerará que la potencia mínima de las unidades TG1, TG2 y TG3 de la CT Chilca 1 operando en ciclo abierto, es aproximadamente 60 MW (en base a la información de pruebas informada por el COES en su descargo), siendo que en las fichas técnicas se consigna potencia mínima de mayores (95 MW para las unidades TG1 y TG2 y 115 MW para la unidad TG3). En consecuencia, de la información de compensaciones informada por el COES por potencia mínima se ha determinado el monto compensado en los años 2016 y 2017, considerando que dichas compensaciones no debieron darse.

Información de eventos ocurridos, reportados por el COES en IEOD:

Mantenimiento IEOD 08/12/2015

EVENTOS : OCURRIDOS									
BUREAU	CHILCA 1	CENTRAL	01/12/2015 00:00	01/12/2015 01:00	PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS (PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS)				
						OP	RE	U	PRUEBAS

Mantenimiento IEOD 09/12/2015

EVENTOS : OCURRIDOS									
BUREAU	CHILCA 1	CENTRAL	01/12/2015 00:00	01/12/2015 01:00	PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS (PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS)				
						OP	RE	U	PRUEBAS

Mantenimiento IEOD 10/12/2015

EVENTOS : OCURRIDOS									
BUREAU	CHILCA 1	CENTRAL	10/12/2015 00:00	10/12/2015 01:00	PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS (PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS)				
						OP	RE	U	PRUEBAS

Mantenimiento IEOD 11/12/2015

EVENTOS : OCURRIDOS									
BUREAU	CHILCA 1	CENTRAL	11/12/2015 00:00	11/12/2015 01:00	PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS (PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS)				
						OP	RE	U	PRUEBAS

Mantenimiento IEOD 16/12/2015

EVENTOS : OCURRIDOS									
BUREAU	CHILCA 1	CENTRAL	06/12/2015 00:00	06/12/2015 01:00	PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS (PRUEBAS DE FUERZAS LÍNEAS OPERATIVAS)				
						OP	RE	U	PRUEBAS

Mto IEOD 17/12/2015

EVENTOS OCORRIDOS									
EVENTO	CHAVE	DATA	17/02/2022	17/02/2022	PLANO DE MELHORIA DE QUALIDADE DE ATENDIMENTO (PROPOSTA DE MELHORIA DE QUALIDADE DE ATENDIMENTO)	CP	RE	0	VALOR

Asimismo, a fin de actualizar dichos valores, se ha empleado la siguiente fórmula:

$$Mo * \frac{(IPCt)}{IPCo} = Mt$$

Donde:

Mo: Multa calculada con valores vigentes al momento de la comisión de la infracción, que para este caso es el periodo desde febrero de 2016 a setiembre de 2017.

IPCt: IPC actual, es decir IPC noviembre 2018.

IPCo: IPC del momento en que se cometió la infracción, es decir, período desde febrero de 2016 a setiembre de 2017.

Mt: Multa expresada en valor presente, fecha de cálculo de multa, noviembre de 2018.

Reemplazado en la fórmula se tiene:

$$100\,641.80 * \frac{(129.99)}{125.50} = 104\,242.45$$

Convirtiendo dicho monto a UIT, la multa asciende a 24.81 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 al COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL con una multa ascendente a 336.43 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, debido a que no verificó la presentación del sustento de los valores de la inflexibilidad operativa (potencia mínima generable), establecida en el literal r) del ítem 5.1 del numeral 5 de la Ficha Técnica N° 2 del anexo 4 del PR 20, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 035-2013-OS/CD, incumpliendo lo establecido en los numerales 6.1.2 y 12.1 del PR-20, lo que constituye infracción conforme a lo previsto en el literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, siendo pasible de sanción de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 2.13 del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Código de Infracción: 180007498601

Artículo 2.- SANCIONAR al COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL con una multa ascendente a 24.81 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, debido a que no revisó ni evaluó la información que se utiliza para determinar el despacho económico, lo que afecta el proceso de optimización de la operación del sistema, incumpliendo con lo establecido el numeral 12.1 del artículo 12 de la Ley 28832 y el literal c) del numeral 1.2.3 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, situación que constituye infracción conforme al literal p) del artículo 201 del Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, siendo pasible de sanción conforme al numeral 2.13. del Anexo N° 2 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Código de Infracción: 180007498602

Artículo 3.- DISPONER que los montos de las multas sean depositados en las cuentas de Osinergmin a través de los canales de atención (Agencias y banca por internet) del Banco de Crédito del Perú, Banco Interbank y Scotiabank Perú S.A.A. con el nombre “**MULTAS PAS**” y, en el caso del Banco BBVA Continental, con el nombre “**OSINERGMIN MULTAS PAS**”, importes que deberán cancelarse en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, debiendo indicarse al momento de la cancelación al banco los códigos de infracción que figuran en la presente Resolución, sin perjuicio de informar en forma documentada a Osinergmin del pago realizado⁸.

«image:osifirma»

Gerente de Supervisión de Electricidad

⁸ En caso no estuviese conforme con lo resuelto, podrá interponer los recursos administrativos establecidos en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución. Cabe precisar que los recursos administrativos se presentan ante el mismo órgano que emitió la resolución, siendo que en caso sea uno de apelación, los actuados se elevarán al superior jerárquico.