COES
Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

San Isidro, 30 de mayo de 2019

COES/D-576-2019

Señor
Jorge Velarde Núñez Melgar
Apoderado
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ
Presente. -

Asunto: **RECURSO DE RECONSIDERACIÓN INTERPUESTO POR RED DE ENERGIA DEL PERU S.A. CONTRA LA DECISIÓN ADOPTADA POR LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES, CONTENIDA EN LA COMUNICACIÓN N° COES/D/DO-169-2019, MEDIANTE LA CUAL SE LE ASIGNA RESPONSABILIDAD POR EL EVENTO EV-012-2019, DEBIDO A LAS TRANSGRESIONES A LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE), APROBADA POR DECRETO SUPREMO NO. 020-97-EM**

Ref. : Recurso de reconsideración presentado por REP el 15.04.2019

De mi consideración:

Me dirijo a usted en atención al recurso de reconsideración interpuesto por su representada, contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, (DCOES) contenida en su comunicación COES/D/DO-169-2019.

Al respecto, como resultado del análisis del referido recurso, la DCOES ha concluido en lo siguiente:

> *Declarar **INFUNDADO** en todos los extremos del Recurso de Reconsideración presentado por* RED DE ENERGIA DEL PERÚ S.A *con fecha 15.04.2019, en contra de la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la carta* COES/D/DO-169-2019.

Se adjunta documento con el sustento correspondiente.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Ing. LEONARDO DEJO PRADO
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

Adj.: Lo indicado.
C.c.: SHOUGESA, SHOUGAN, DO, SPR, SEV, STR, DJR.

COES

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

RESPECTO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

DE RED DE ENERGIA DEL PERÚ S.A.

Sumilla: Recurso de Reconsideración interpuesto por RED DE ENERGIA DEL PERU S.A. contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación N° COES/D/DO-169-2019, mediante la cual se le asigna responsabilidad por el Evento EV-012-2019, debido a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo No. 020-97-EM.

Lima, 30 de mayo de 2019

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

I.- ANTECEDENTES

1.1 Con fecha 26.03.2019 el COES emitió la comunicación COES/D/DO-169-2019, que contiene la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES (en adelante, la "Decisión Impugnada") sobre el Evento EV-012-2019 (en adelante, el "Evento") ocurrido los días 14, 15, 16 y 17de febrero del 2019, mediante la cual se asignó responsabilidad por trasgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos[1] (en adelante, "NTCSE").

1.2 Con fecha 15.04.2019 RED DE ENERGIA DEL PERÚ S.A. (en adelante, "REP") interpuso Recurso de Reconsideración contra la Decisión Impugnada, solicitando que la Dirección Ejecutiva del COES reformule su decisión de asignación de responsabilidad correspondiente al evento EV-012-2019 contenida en su documento COES/D/DO-169-2019 y declare que las restricciones programadas del suministro eléctrico en la zona de Marcona se programaron para evitar la congestión del transformador T62-261 de la subestación Marcona.

1.3 Para tal efecto, REP presentó como nueva prueba instrumental lo siguiente:

- Informe COES/D/DO/SEV/INF-0025-2019.
- Copia de la programación de rechazos de carga considerados en los Programas Diarios de Mantenimiento de los días 14, 15, 16 y 17 de febrero 2019, aprobados por el COES.

II.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

2.1 Petitorio de REP

En el Recurso de Reconsideración, REP solicita que el COES declare que las restricciones programadas del suministro eléctrico en la zona de Marcona se programaron para evitar la congestión del transformador T62-261 de la subestación Marcona.

DIRECTOR EJECUTIVO (e) V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

[1] Aprobado mediante Decreto Supremo N ° 020-97-EM.

2.2 Argumentos de REP

REP sustenta su pretensión bajo los siguientes fundamentos:

2.2.1 REP manifiesta que en el documento N° COES/D/DO-169-2019 el COES calificó como interrupciones, por rechazos manuales de carga, las restricciones de suministro programadas los días 14, 15, 16 y 17 de febrero de 2019. Asimismo, en el Anexo A del Informe COES/D/DO/SEV-INF-0025-2019, para las mismas fechas, el COES calificó al transformador T62-261 como congestionado. Dicha calificación, según la interpretación de REP, se debió al déficit de oferta en el sistema generado por la desconexión forzada del transformador T6-261 de la S.E. Marcona y las salidas programadas de las unidades TV1 y TV2 de la C.T. San Nicolás, según el Cuadro 1 adjunto.

Cuadro 1.- Anexo A del informe COES/D/DO/SEV-INF-0025-2019, INFORME DE ANÁLISIS DE LA EJECUCIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO FEBRERO 2019

COES	INFORME DE ANÁLISIS DE LA EJECUCIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO FEBRERO 2019 COES/D/DO/SEV-INF-0025-2019	SUBDIRECCIÓN DE EVALUACIÓN FECHA: 05 MARZO 2019

1. INFORMES

1.1 CONGESTIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SISTEMAS AISLADOS.
En el Anexo A y Anexo B del presente informe se presentan los periodos del mes, donde se presentaron congestiones de enlaces de transmisión y sistemas aislados respectivamente.

ANEXO A

CONGESTIÓN – FEBRERO 2019

FECHA	INICIO	FINAL	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	MOTIVO
14/02/2019	00:00	14:58	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	Indisponibilidad del Transformador T6-261
14/02/2019	09:00	13:30	RED DE ENERGIA DEL PERU	HUANZA-CARABAYLLO	L-2110	Mayor despacho de la C.H. Huanza.
14/02/2019	17:27	24:00	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	Indisponibilidad del Transformador T6-261
15/02/2019	00:00	13:39	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	Indisponibilidad del Transformador T6-261
15/02/2019	14:20	24:00	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	Indisponibilidad del Transformador T6-261
16/02/2019	00:00	24:00	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	Indisponibilidad del Transformador T6-261
16/02/2019	09:35	10:00	RED DE ENERGIA DEL PERU	HUANZA-CARABAYLLO	L-2110	Mayor despacho de la C.H. Huanza.
17/02/2019	00:00	17:03	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	Indisponibilidad del Transformador T6-261
17/02/2019	18:37	24:00	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	Indisponibilidad del Transformador T6-261

DIRECTOR EJECUTIVO (e) V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

2.2.2 Asimismo, REP indica que, si bien SHOUGESA tenía programado el mantenimiento anual en la unidad TV1 de la C.T. San Nicolás (17,79 MW de acuerdo a la ficha técnica) del 21 de enero al 18 de febrero 2019, el COES (y el propio SHOUGESA) tuvo conocimiento desde diciembre de 2018 de la existencia de una falla en la unidad TV2 (13,77 MW de acuerdo a la ficha técnica) el cual quedó indisponible desde el 13 de diciembre 2018 por rotura de tubería en el sistema de enfriamiento del condensador 2, por falta de mantenimiento preventivo.

2.2.3 Sin embargo, el COES optó por operar de forma insegura el sistema Marcona – San Nicolás desde el 21 de enero 2019 hasta el 17 de febrero 2019, incumpliendo una de sus obligaciones descritas en el numeral 6.1.5 del procedimiento técnico PR-12 (Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en equipos del SEIN), el cual a la letra dice:

> **6.1.5 Suspender o modificar la ejecución de la intervención de un equipo o instalación, comunicando los motivos al Agente, si las condiciones de seguridad o calidad del servicio, así lo exigen, en cuyo caso coordinará con el integrante su reprogramación.**

2.2.4 La desconexión del transformador T6-261 de la S.E. Marcona ocurrido el 03.02.2019 ocasionó el mismo día la sobrecarga del transformador paralelo T62-261; asimismo, los días 14, 15, 16 y 17 de febrero de 2019 se produjeron restricciones del suministro a los clientes libres dependientes de la S.E. Marcona por congestión del sistema de transmisión ante las indisponibilidades del transformador T6-261 de la S.E. Marcona y las unidades TV1 y TV2 de la C.T. San Nicolás de SHOUGESA.

2.2.5 En consecuencia, de lo indicado en el párrafo anterior, REP solicita que el COES reformule su decisión de asignación de responsabilidad considerando la aplicación del inciso iii), de literal d) del numeral 3.5 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que a la letra dice: "*…Si como resultado de la investigación y análisis: … (iii) se determina que la deficiencia de la calidad se debió estrictamente a falta de capacidad de los sistemas de transmisión por congestión, los Agentes y el COES quedan exonerados del pago de compensaciones.*"

2.2.6 Así mismo, REP señala que la Décimo tercera Disposición final de la NTCSE, establece que constituyen interrupciones de rechazo de carga las interrupciones originadas por: a) El rechazo automático de carga por acción de protecciones de mínima frecuencia y/o mínima tensión; y, b) El rechazo de carga manual por disposición del Coordinador, en cumplimiento de lo dispuesto en la NTCOTRSI. En la NTCSE no se encuentra tipificado el pago de compensaciones por rechazos manuales de carga, solo se contemplan las interrupciones originadas por actuación de los reveladores de protección y/o apertura manual por disposición del COES, ya sea por mínima frecuencia o mínima tensión, tal como se indica en el numeral 6.1.8 de la referida norma:

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

> **Las compensaciones por interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección y/o por apertura manual por disposición del COES, ya sea por mínima frecuencia o por mínima tensión, se calculan por línea o alimentador, según la siguiente fórmula. Estas compensaciones se distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes afectados, de acuerdo a su consumo de energía registrado durante el semestre correspondiente.**

2.2.7 REP indica que la decisión del COES no tiene sustento legal para asignar responsabilidad fáctica a REP por los rechazos de carga programados con anterioridad por el COES, incluidos en los Programas de Mantenimiento Diario, dado que este tipo de rechazos de carga no se encuentran tipificados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE); ni ningún dispositivo legal considera que una interrupción programada será compensada.

2.2.8 Por otro lado, precisa la impugnante que uno de los principios de la potestad sancionadora Administrativa, prevista en el artículo 230 del Decreto legislativo N° 1272, Decreto legislativo que modifica la ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General y deroga la ley N° 29060, Ley del Silencio Administrativo, especifica como principio 4, lo siguiente:

"4. Tipicidad. - Solo constituyen conductas sancionables administrativamente las infracciones previstas expresamente en normas con rango de ley mediante su tipificación como tales, sin admitir interpretación extensiva o analogía. Las disposiciones reglamentarias de desarrollo pueden especificar o graduar aquellas dirigidas a identificar las conductas o determinar sanciones, sin constituir nuevas conductas sancionables a las previstas legalmente, salvo los casos en que la ley o Decreto Legislativo permita tipificar infracciones por norma reglamentaria.

A través de la tipificación de infracciones no se puede imponer a los administrativos el cumplimiento de obligaciones que no estén previstas previamente en una norma legal o reglamentaria, según corresponda "…

2.2.9 Así mismo REP indica que, tal como lo establece el Tribunal Constitucional en la sentencia del 11 de octubre del 2004, expediente N° 2192-2004-AA/TC, el principio de legalidad y subprincipio de tipicidad o taxatividad constituyen principios básicos del derecho sancionador. Lo indicado, la Constitución lo consagra en su articulo 2°, inciso 24, literal d), con el siguiente tenor: "*Nadie será procesado ni condenado por acto u omisión que al tiempo de cometerse no este previamente calificado en la ley, de manera expresa e inequívoca, como infracción punible; ni sancionado con pena no prevista en la ley*".

2.2.10 REP concluye que, por los motivos expuestos, la Dirección Ejecutiva del COES debe reformular su decisión de asignación de responsabilidad correspondiente al evento EV-012-2019 contenida en su documento COES/D/DO-169-2019 y declarar que las restricciones programadas del suministro eléctrico en la zona de Marcona se programaron para evitar la congestión del transformador T62-261 de la subestación Marcona, por lo tanto, se debe dejar sin efecto la asignación de responsabilidad por las interrupciones del suministro eléctrico a los clientes libres de la S.E Marcona, ocurridos los días 14, 15, 16 y 17 de febrero de 2019.

DIRECTOR EJECUTIVO (e) V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

III.- ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

3.1 Cuestiones Previas

Nueva Prueba

Antes de entrar a analizar los argumentos que fundamentan el recurso de reconsideración de REP, debemos precisar que, de acuerdo con lo previsto en el numeral 11.3 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES, uno de los requisitos de admisibilidad del recurso de reconsideración es que la empresa impugnante presente nueva prueba instrumental. En tal sentido, para la calificación del recurso, se ha considerado como nueva prueba instrumental los elementos referidos en el numeral 1.3 de la presente Decisión.

Competencia de la DCOES para pronunciarse

De conformidad con la función asignada al COES en el literal k) del artículo 14º de la Ley Nº 28832[2], y lo establecido en el Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES respecto al ejercicio del derecho de impugnación contra las decisiones de la Dirección Ejecutiva; dicho órgano es competente para pronunciarse sobre el recurso de reconsideración interpuesto contra la Decisión Impugnada.

Plazo para la presentación del Recurso

El referido Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES establece en su numeral 3 que los recursos de reconsideración deben ser presentados dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha en que la decisión materia de impugnación fue comunicada formalmente. En atención a ello, REP presentó su Recurso de Reconsideración contra la Decisión Impugnada dentro del plazo establecido.

3.2 Análisis del Recurso de Reconsideración

Respecto a los argumentos que fundamentan el Recurso de Reconsideración de REP, debemos señalar lo siguiente:

3.2.1 Según lo establecido en el literal i) del Artículo 14° de la Ley N°28832, en concordancia con lo previsto en el numeral 3.5 de la NTCSE, en casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro, el COES tiene la obligación de asignar las responsabilidades que correspondan.

3.2.2 Por otra parte, de conformidad con el literal l) del numeral 27.2 del artículo 27° del Decreto Supremo N°027-2008-EM, Reglamento del COES (en adelante, "Reglamento COES"), es función de la Dirección Ejecutiva del COES determinar y asignar responsabilidades específicas entre los Agentes, así como calcular las compensaciones que correspondan por las transgresiones a la NTCSE conforme al Procedimiento correspondiente.

DIRECTOR EJECUTIVO (e) V°B° Ing. LEONARDO DUJO COES

[2] Artículo 14°, literal k) de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica:
"Artículo 14°.- Funciones operativas:
(...)
k) Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la Ley, del Reglamento, de las normas técnicas, de los procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones. (...)".

3.2.3 En el ejercicio de dicha función, el COES debe investigar, analizar y atribuir a quien corresponda la responsabilidad por el evento que ocasionó la trasgresión a la NTCSE. Para dichos efectos, el COES se sirve de la información remitida por los Agentes Involucrados y del análisis realizado por el Comité Técnico de Análisis de Fallas (CT-AF), así como de los elementos de juicio e información que tenga a su disposición.

3.2.4 Sobre el caso concreto, desde el 13 de diciembre de 2018 la unidad TV2 de la C.T. San Nicolás, de titularidad de SHOUGESA, se encontraba indisponible por mantenimiento correctivo debido a la rotura de una tubería en el sistema de enfriamiento de su condensador N° 2. Asimismo, el 21 de enero de 2019 la unidad TV1 de la C.T. San Nicolás inició su mantenimiento programado anual.

3.2.5 El 03 de febrero de 2019 a las 18:32 h desconectó el transformador T6-261 de 75 MVA y 220/60/10 kV de la S.E. Marcona (en adelante, el transformador T6-261), por falla monofásica a tierra en la fase "R", equipo de titularidad de REP. En consecuencia, el transformador que opera en paralelo T62-261 se sobrecargó, al asumir toda la carga de la subestación Marcona, lo que generó la desconexión de la línea L-6629 (Marcona-Mina) de 60 kV, interrumpiendo 15,00 MW de la S.E. Mina.

3.2.6 Sobre el Evento materia de análisis, los días 14, 15, 16 y 17 de febrero de 2019 también registraron sobrecargas en el transformador T62-261, razón por la cual el COES coordinó el rechazo manual de carga de los usuarios libres que se suministran de la S.E. Marcona.

<u>Respecto a la operación insegura del sistema eléctrico Marcona – San Nicolás</u>

3.2.7 Sobre el argumento esgrimido por REP en el sentido que el COES operó de forma inadecuada e insegura el sistema Marcona - San Nicolás desde el 21 de enero 2019, al permitir el mantenimiento de la unidad TV1 estando indisponible la unidad TV2 de SHOUGESA; debemos precisar que, al evaluar y aprobar los programas de intervención semanal y mensual no se consideró necesario reprogramar el mantenimiento de la TV1 debido a que, del análisis de la estadística de operación de los últimos 12 años de los transformadores de potencia T62-161 y T6-261 de la subestación Marcona, estos tenían una baja probabilidad de ocurrencia de falla, ya que el T6-261 desconectó 4 veces por falla (ver Tabla 1), mientras que, el otro transformador T62-261 no ha presentado desconexiones por falla desde su puesta en servicio en el año 2009. Por lo tanto, se consideró que no existía ninguna condición insegura de operación, ni riesgo de desabastecimiento a la carga.

Tabla 1.- Estadística de fallas del transformador T6-261 de la S.E. Marcona

FECHA	INICIO	FIN	MOTIVO
08/07/2007	18:41	19:24	Falla externa, actuó el rélé de sobrecorriente
30/10/2009	12:11	17:00	Fuga de aceite en el TC
04/10/2013	02:52	09:50	Baja presión de SF6 en el interruptor
14/09/2015	14:05	14:53	Incorrecta actuación del sistema de protección

DIRECTOR EJECUTIVO (e) V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

3.2.8 Asimismo, respecto a la afirmación de REP en el sentido de que el COES debió esperar la reparación de la unidad TV2 para permitir el mantenimiento programado de la TV1, debemos señalar que, se tenía la información que el mantenimiento correctivo de la unidad TV2 se iba a prolongar por un periodo de tiempo de varios meses, por esta razón, si el COES hubiese postergado el mantenimiento de la unidad TV1 hasta una fecha posterior al 22 de abril de 2019, fecha en que finalizó el mantenimiento de la TV2, se hubiera incrementado el riesgo de falla de la unidad TV1 e inclusive podría haberse declarado indisponible por falla, de forma similar a la TV2, lo cual hubiese incrementado la magnitud de los Rechazos Manuales de Carga en la S.E. Marcona.

3.2.9 Por otro lado, al analizar la situación de la S.E. Marcona, el COES evidenció que el suministro de energía era seguro y confiable ya que, dada la baja probabilidad de falla que en general tienen los transformadores, no tuvo forma de prever que el T6-261 iba a fallar. En tal sentido, al ver que las condiciones de seguridad y calidad del servicio no lo exigían, el COES decidió no aplicar el numeral 6.1.5 del procedimiento técnico PR-12 (Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN), que regula la suspensión de las intervenciones programadas de una instalación.

3.2.10 Finalmente, tomando en cuenta que, para asignar responsabilidad en el marco de la NTCSE el COES debe evaluar que exista una "causa adecuada" entre el hecho imputado a un Agente y el daño o transgresión generado.

De esta forma, tomando en cuenta lo señalado en los numerales precedentes, se desprende claramente que los mantenimientos de las unidades TV1 y TV2 de la C.T. San Nicolás **no fueron la causa adecuada** de las interrupciones, dado que previo al Evento materia de análisis, el suministro de energía al subsistema Marcona – San Nicolás estaba asegurado con la disponibilidad de las instalaciones de transmisión (líneas y transformadores) y de la generación local; siendo que está acreditado que, recién con la desconexión del transformador T6-261 se rompe el balance oferta – demanda del sistema antes señalado.

3.2.11 Por lo expuesto, la afirmación de REP de que el COES operó de forma insegura el sistema Marcona – San Nicolás desde el 21 de enero de 2019 hasta el 17 de febrero de 2019, carece de sustento.

Respecto a la congestión del sistema de transmisión Marcona – San Nicolás

3.2.12 Parar responder los argumentos de REP, es necesario precisar en qué casos es aplicable el literal iii, del inciso d, del numeral 3.5. de la NTCSE. En principio cabe recordar que, de acuerdo al segundo párrafo de los considerandos de la NTCSE, con su aprobación se buscaba:

> *"**asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos** (...) garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continúo adecuado, confiable y oportuno, siendo por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad".*

DIRECTOR EJECUTIVO (e) V°B° Ing. LEONARDO REJO COES

3.2.13 Por ello, el numeral 3.1 de la NTCSE dispone que **todo Suministrador es responsable de prestar a su Cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio,** de acuerdo a las exigencias establecidas en la NTCSE.

3.2.14 Asimismo, según el numeral 3.2. de la NTCSE, **todo Suministrador es responsable** ante otros Suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un Cliente suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores, **los mismos que serán compensados según la NTCSE**.

3.2.15 De acuerdo a lo expuesto, la **REGLA** impuesta por la NTCSE es atribuir "responsabilidad" a los suministradores cuyas instalaciones generen transgresiones a los estándares de calidad previstos en la NTCSE, y obligarlos a "compensar" a los afectados por las transgresiones. No obstante, como en otras normas, dicha REGLA tiene **EXCEPCIONES** que, por su naturaleza excepcional, tienen que estar expresamente señaladas en la NTCSE y deben ser interpretadas en forma restrictiva.

3.2.16 Una EXCEPCIÓN a la REGLA general de la NTCSE, es la prevista en el literal iii, inciso d), del numeral 3.5 de la NTCSE, según la cual, si como resultado de la investigación y análisis:

> *"(iii) se determina que la deficiencia de la calidad se debió **estrictamente a falta de capacidad de los sistemas de transmisión por congestión**, los Agentes y el COES quedan exonerados del pago de compensaciones".*

3.2.17 De acuerdo a la citada norma, para que la referida excepción proceda, se deben cumplir los siguientes supuestos:

a. Determinar que existió una deficiencia de la calidad del servicio eléctrico. Es decir que, como consecuencia de la investigación, se hubieran detectado transgresiones a la NTCSE y determinado a los responsables de las mismas.

b. Dicha deficiencia debe haber ocurrido **estrictamente** por el supuesto de excepción previsto en la norma, es decir, si junto con dicho supuesto de excepción existen otras causas, no se aplicaría la excepción.

c. Para que se configure la excepción, primero se debe determinar si esta se debió a la **falta de capacidad** de los sistemas de transmisión, es decir, operando en condiciones normales todos los equipos de transmisión comprendidos en esta área del SEIN no es posible atender la demanda o parte de ella.

d. Luego de determinar que hubo falta de capacidad de los sistemas de transmisión, se debe verificar que ésta condición además generó congestión, es decir, que los sistemas de transmisión alcanzaron su límite máximo de cargabilidad y produjo una limitación en el flujo de energía hacia la carga.

DIRECTOR EJECUTIVO (e) V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

3.2.18 Sobre el particular, ya que en la investigación se determinó que sí hubo transgresión a la NTCSE y se pudo identificar al responsable, o dueño de la instalación que generó la transgresión; es necesario analizar si se le puede

exonerar del pago de compensaciones, debido a que la transgresión pudo haberse originado por la falta de capacidad de las instalaciones de su propiedad involucradas en el Evento.

3.2.19 Sobre el particular, es necesario tener en cuenta que la **"capacidad"**, en términos de la industria de electricidad en el Perú, está asociada a la capacidad instalada o magnitud en términos de largo plazo puesta a disposición del SEIN, magnitud que es independiente de su indisponibilidad fortuita o programada.

3.2.20 De acuerdo a ello, para el Evento en cuestión, ***"los sistemas de transmisión"*** que conectan la zona con transgresión (subsistema Marcona – San Nicolás) son los transformadores de potencia T62-161 y T6-261 de la S.E. Marcona que en conjunto tienen una ***"capacidad"*** de 150 MVA, capacidad que es superior a la demanda de la zona que está alrededor de los 100 MVA, por lo tanto, no nos encontramos en el supuesto de "***falta de capacidad*** *de los sistemas de transmisión*". De acuerdo a ello, en el presente caso, no es posible aplicar la excepción establecida en la NTCSE, por lo que, ya no es necesario analizar si se generó limitación en el flujo de energía (por congestión).

3.2.21 No obstante que ya se descartó el cumplimiento de las condiciones para aplicar la exoneración, consideramos necesario pronunciarnos respecto al contenido del Informe COES/D/DO/SEV-INF-0025-2019 (en adelante, el "Informe 0025"), aludido por REP en su recurso de reconsideración. Al respecto, debemos precisar que el Informe 0025 contiene la evaluación del Despacho Económico del SEIN correspondiente a febrero de 2019, la cual no está relacionada con la evaluación de transgresiones a la NTCSE. Por ello, como parte de la evaluación del **Despacho Económico**, se informó que durante el mes de febrero el transformador T62-161 estuvo congestionado (sobrecargado) debido a la indisponibilidad no programada (falla) del transformador T6-261.

3.2.22 En efecto, los datos del Anexo A del Informe 0025 sirven de insumo para calcular el Costo Marginal de Corto Plazo (CMgCP) con congestión, según lo previsto en el procedimiento técnico PR-07 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo"[3] y a su vez el CMgCP con congestión sirve para calcular las Rentas por Congestión, reguladas por el procedimiento técnico PR-45[4]. Al respecto, la determinación de los CMgCP con congestión obedece principios y reglas puramente económicas por lo que no sería viable aplicarlo como exoneración a la aplicación de la NTCSE, norma cuyo objetivo es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos. Es más, los procedimientos técnicos PR-07 y PR-45, que regulan la determinación de CMg por congestión, no son aplicables al Evento 012-2019, porque las transgresiones a la calidad de suministro se rigen por lo previsto en la NTCSE y en el procedimiento técnico PR-40.

3.2.23 De acuerdo al análisis realizado en los numerales anteriores se concluye que **no fue** la falta de capacidad de los sistemas de transmisión la que generó la transgresión a la NTCSE, sino **la falta de un equipo de transmisión por una indisponibilidad intempestiva producida por falla del transformador T6-261**

DIRECTOR EJECUTIVO (e) V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

[3] Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 179-2017-OS/CD del 22.08.2017.

[4] El Procedimiento Técnico del COES N° 45, Asignación de las Rentas por Congestión, fue aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 189-2017-OS/CD del 14.09.2017

de la S.E. Marcona; por lo que, no se puede aplicar la exoneración prevista en el literal iii, inciso d), del numeral 3.5 de la NTCSE.

Respecto a que los Rechazos Manuales de Carga programados no son compensables

3.2.24 Como señalamos líneas arriba, según el numeral 3.5 de la NTCSE: *"En casos de transgresiones a la **calidad del producto y/o suministro** (en adelante Evento), el COES está obligado a asignar responsabilidades y a calcular las compensaciones correspondientes"*. Asimismo, según el numeral 6.1: *"La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad el servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las **interrupciones del servicio**"*. De ello, es fácil deducir que las *interrupciones del servicio* eléctrico son consideradas ***transgresiones a la calidad de suministro***.

3.2.25 Ahora bien, según el numeral 6.1.2 de la NTCSE: *"**Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega**. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por **salidas de equipos** de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, **lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente**. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad"*.

3.2.26 Así, la NTCSE es clara al disponer que las interrupciones del servicio eléctrico, **programadas oportunamente** por el COES, también pueden ser consideradas transgresiones a NTCSE, dependiendo del análisis de cada Evento concreto. En tal sentido, es incorrecto afirmar que *"ningún dispositivo legal considera que una interrupción programada sea compensada"*, como afirma REP en su escrito, ya la misma NTCSE sí las regula.

3.2.27 En dicha línea, respecto a los rechazos de carga programados, la Décimo Tercera Disposición Final de la NTCSE, citada por REP en su escrito, dispone que constituyen interrupciones de rechazo de carga las interrupciones originadas por: "*El rechazo manual de carga por disposición del Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema, en cumplimiento de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 049-99-ME/DGE o aquella que la sustituya*". Asimismo, la norma dispone que, en dicho caso, el COES aplicará el numeral 3.5 de la NTCSE, con el fin de determinar las responsabilidades y compensaciones previstas en el numeral 3.2. y 3.3.

3.2.28 Finalmente, la norma es clara al señalar que dichas interrupciones están sujetas a TODO el procedimiento de conteo y compensación previsto en el numeral 6.1.8.; y no sólo al párrafo citado por REP, que además de haber sido sacado de contexto únicamente regula cómo se deben calcular las compensaciones cuando las interrupciones sean originadas por la actuación de los relevadores de protección y/o apertura manual por disposición del COES.

3.2.29 Hasta aquí, queda claramente establecido que los Rechazos Manuales de Carga dispuestos por el COES, constituyen interrupciones, las cuales deben ser

compensadas en estricto cumplimiento de lo establecido en la Décimo Tercera Disposición Final de la NTCSE.

Respecto al principio de tipicidad y legalidad de los procedimientos sancionadores

3.2.30 Para empezar, es necesario aclarar que ni la NTCSE regula un "procedimiento sancionador", ni el COES tiene competencias sancionadoras, ni el procedimiento previsto en la NTCSE se rige por lo dispuesto en la Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG). En primer lugar, la NTCSE regula los parámetros de calidad del suministro de energía eléctrica y la asignación de responsabilidad por transgresión a dicho parámetros. En segundo lugar, la responsabilidad regulada en la NTCSE no es "responsabilidad administrativa" sino "responsabilidad civil", en la medida que las transgresiones ahí previstas no afectan el "interés público" sino intereses privados de los clientes compensados por la mala calidad del servicio. Finalmente, el COES no es una Entidad Administrativa, ni ejerce funciones públicas, por lo que, no se encuentra sujeto a lo previsto en la LPAG.

3.2.31 Por todo lo expuesto, corresponde declarar **INFUNDADO** el presente recurso de reconsideración.

Es preciso indicar que la fundamentación de la presente Decisión es acorde con la Constitución y las normas legales aplicables, en tanto existe una justificación suficiente y coherente de lo que se resuelve, sin que sea necesario un análisis pormenorizado y/o expreso de cada una de las alegaciones que la Impugnante ha planteado.

Sobre la base de las consideraciones expuestas en los párrafos precedentes, la Dirección Ejecutiva del COES resuelve:

*Declarar **INFUNDADO** en todos los extremos del Recurso de Reconsideración presentado por* RED DE ENERGIA DEL PERÚ S.A *con fecha 15.04.2019, en contra de la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la carta* COES/D/DO-169-2019.

Notifíquese,

Ing. LEONARDO DEJO PRADO
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES