HERNÁNDEZ & CÍA.
ABOGADOS

Caso Arbitral: 009-2020/MARCPERU/ADM/MSCV
Secretario: Miguel Santa Cruz
Escrito: 02
Sumilla: **Demanda Arbitral**

SEÑOR PRESIDENTE DEL TRIBUNAL ARBITRAL

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.[1], debidamente representada por su apoderado el señor Brendan Oviedo Doyle, en los seguidos contra el **Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional**[2], a usted atentamente dice:

Que, con fecha 18 de mayo de 2020, **REP** fue notificado con la Orden Procesal N° 2, a través de la cual el Tribunal Arbitral aprobó las "*Reglas del Proceso*", otorgando un plazo de treinta (30) días hábiles para presentar la correspondiente demanda arbitral.

Que, estando a lo señalado, con sujeción a lo dispuesto en el numeral 37 de las "*Reglas del Proceso*", en tiempo y forma oportunos, por medio del presente procedemos a presentar nuestra demanda arbitral, en los términos que seguidamente se precisa, reservándonos el derecho de ampliarla o modificarla conforme a lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1071 (Ley que norma el Arbitraje).

I. PRETENSIONES

1.1. Primera Pretensión Principal. -

Que, el Tribunal Arbitral declare que no corresponde a **REP** el pago de compensaciones ni resarcimientos por las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N° 020-97-EM[3] ocurridas desde las 18:32 del 03 de febrero de 2019 hasta 05:07 horas del 04 de febrero de

[1] En adelante, **REP**

[2] En adelante, **COES**

[3] En adelante, **NTCSE**

2019[4], en aplicación del inciso iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE** al derivarse de una situación de congestión.

1.2. <u>Segunda Pretensión Principal</u>. -

Que, el Tribunal declare que **REP** no es responsable de las transgresiones a la **NTCSE** ocurridas desde las 05:07 horas del 04 de febrero de 2019 hasta las 10:45 horas del 17 de febrero de 2019[5], debido a que las mismas se derivan de hechos y equipamientos no atribuibles a **REP**.

1.2.1. <u>Pretensión accesoria a la Segunda Pretensión Principal</u>. –

Que, de declararse fundada la Primera Pretensión Principal y como consecuencia de ello, el Tribunal declare que no corresponde a **REP** el pago de compensaciones ni resarcimientos por las transgresiones a la **NTCSE** ocurridas desde las 05:07 horas del 04 de febrero de 2019 hasta las 10:45 horas del 17 de febrero de 2019.

<u>Pretensión Subordinada a la Segunda Pretensión Principal</u>. -

Que, en el supuesto el Tribunal Arbitral desestime nuestra Segunda Pretensión Principal y considere que **REP** es responsable por las transgresiones a la **NTCSE** ocurridas desde las 05:07 horas del 04 de febrero de 2019 hasta las 10:45 horas del 17 de febrero de 2019, el Tribunal declare que no corresponde el pago de compensaciones ni resarcimiento en aplicación del inciso iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE** al derivarse de una situación de congestión.

1.3. <u>Tercera Pretensión Principal</u>. -

Que, el Tribunal Arbitral ordene al **COES** cumpla con pagar las costas y costos que se deriven del presente proceso arbitral.

---

[4] Estas transgresiones a la NTCSE corresponden al Evento EV-008-2019, Rechazo Manual de Carga por Sobrecarga del Transformador T62-261 de 220/60/10 kV 75MVA de la subestación Marcona.

[5] Estas transgresiones a la NTCSE corresponden al Evento EV-008-2019, EV-011-2019 y Evento EV-012-2019, Rechazo Manual de Carga por Sobrecarga del Transformador T62-261 de 220/60/10 kV 75MVA de la subestación Marcona.

II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CONTROVERSIA. -

Durante la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional[6] en el mes de febrero de 2019, y en particular del Sistema Marcona, se presentaron los siguientes **Eventos**[7] que transgredieron los parámetros de calidad de suministro (interrupciones) establecidos en la **NTCSE** según el **COES**[8]: (i) Evento EV-008-2019, Rechazo Manual de Carga por Sobrecarga del Transformador T62-261 de 220/60/10 kV 75MVA de la subestación Marcona, desde las 18:32 horas del 03 de febrero de 2019 al 06 de febrero de 2019[9], (ii) Evento EV-011-2019, Rechazo Manual de Carga por Sobrecarga del Transformador T62-261 de 220/60/10 kV 75MVA de la subestación Marcona del 07 de febrero de 2019 al 13 de febrero de 2019[10], y (iii) Evento EV-012-2019, Rechazo Manual de Carga por Sobrecarga del Transformador T62-261 de 220/60/10 kV 75MVA de la subestación Marcona del 14 de febrero de 2019 a las 10:45 horas del 17 de febrero de 2019[11].

Tales **Eventos** ocasionaron interrupciones de suministro por rechazo de carga[12] manual ordenados por el **COES** a los suministradores de los Usuarios Libres[13], SHOUGANG Hierro Perú S.A.A.[14], Sierra Antapite, Minera Santa María, Perú Metal Trading S.A.C., Esponda

---

[6] En adelante, **SEIN**

[7] En adelante, **Eventos**

[8] La presente demanda utiliza el término "*interrupciones por rechazo de carga*" empleado por eml COES para el análisis de los Eventos, no obstante, el Título VI explica que se refieren a "*restricciones de suministro*".

[9] En adelante, **Evento 8**

[10] En adelante, **Evento 11**

[11] En adelante, **Evento 12**

[12] Según el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, se entiende por "*Rechazo manual de carga (RMC): Desconexiones de carga dispuestas por el Coordinador o los CC de los Integrantes del Sistema, para preservar la estabilidad y seguridad del mismo en caso no tener disponible un esquema de rechazo automático de carga o éste haya sido insuficiente. El diagrama de rechazo manual de carga será preestablecido, en lo posible, mediante estudios eléctricos del Sistema efectuados por el COES-SINAC*".

[13] Numeral 37 del Artículo 1 de la LGE
"*37. Usuarios Libres. - Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen*".

[14] En adelante, **SHOUGANG**

Preciado Manolo Alfredo, Minería y Exportaciones S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., Apumayo S.A.C., Minera Titan del Perú S.R.L, Empresa Minera Fecma, e ICASUR S.A.C., ubicados en el Sistema Marcona.

Bajo dicho escenario, y en atención a la función de asignación de responsabilidad por transgresiones a la **NTCSE** otorgada al **COES** mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica[15], el **COES** asignó responsabilidad a **REP** por los **Eventos** al considerar que se derivaron de la sobrecarga del transformador T62-261 ubicado en la subestación Marcona[16] ante la indisponibilidad del transformador T6-261 de la **SE Marcona**[17], ambos transformadores de titularidad de **REP**.

Es así como, si bien **REP** no cuestiona la asignación de responsabilidad del **COES** durante las primeras 10 horas con 35 minutos posteriores a la salida de servicio de su transformador T6-261, esto es, desde **las 18:32 horas del 03 de febrero hasta las 05:07 horas del 04 de febrero del 2019**, si cuestiona la decisión del COES de no aplicar, durante dicho período, la exoneración dispuesta por el inciso iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE**, toda vez que, al haberse configurado una situación de congestión en el Sistema Marcona ante la sobrecarga del transformador T62-261 ubicado en la **SE Marcona**, no corresponde a **REP** el pago de compensaciones ni resarcimientos tal como lo establece la **NTCSE**.

Asimismo, **REP** considera que las interrupciones de suministro ocurridas **a partir de las 05:07 horas del día 04 de febrero de 2019**, no le son imputables por derivarse de circunstancias ajenas a su accionar. Es así como, **REP** considera que la *causa adecuada* de tales interrupciones es la falta de generación en el Sistema Marcona derivada de las decisiones de programación de los mantenimientos coincidentes de las unidades TV1 y TV2 de la Central Térmica San Nicolás[18] del **COES**, así como de sus decisiones de operación y planificación en el Sistema Marcona.

---

[15] En adelante, **LGE**

[16] En adelante, **SE Marcona**

[17] Cabe mencionar que, la presente demanda es independiente (no versa ni cuestiona) la asignación de responsabilidad realizada por el COES a la empresa SHOUGESA por la operación de su unidad turbovapor 3 de la central térmica San Nicolás con una potencia menor a su máxima potencia disponible.

[18] En adelante, **CT San Nicolás**

En ese sentido, la controversia se centra en determinar (i) si corresponde aplicar el inciso iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE** a las interrupciones de suministro ocurridas desde las 18:32 horas del 03 de febrero hasta las 05:07 horas del 04 de febrero del 2019 y (ii) si las interrupciones de suministro ocurridas a partir de las 05:07 horas del día 04 de febrero de 2019 son atribuibles a **REP**.

III. FUNDAMENTOS DE HECHOS

Los Fundamentos de Hecho comunes, que sustentan las pretensiones de la presente demanda, son los siguientes:

A. De la operación del Sistema Marcona antes de los Eventos

3.1 Antes de la ocurrencia de los **Eventos**, el Sistema Marcona contaba con la siguiente configuración operativa (equipamiento) que permitía abastecer el total de la demanda, y que fue aprobada por el **COES** en la Programación Diaria de Operación del día 03 de febrero de 2019:

(i) La **SE Marcona** contaba con dos transformadores operativos T6-261[19] y T62-261[20] de 220/60/10 kV y 75MVA de capacidad, de titularidad de **REP**.

(ii) La **CT San Nicolás** de titularidad de la empresa Shougang Generación Eléctrica S.A.A.[21], con 63.5 MW de potencia efectiva y conformada por tres turbovapores: (i) TV1 con potencia efectiva de 17.8 MW, (ii) TV2 con potencia efectiva de 19.3 MW, y (iii) TV3 con una potencia efectiva 25.1 MW; y un grupo diésel (GD) con una potencia efectiva de 1.2 MW. Es de precisar que, antes del inicio de los **Eventos**, el TV2 y TV1 de la **CT San Nicolás** se encontraban fuera de servicio por mantenimiento correctivo y preventivo respectivamente, ambos aprobado por el **COES**.

3.2 El flujo de potencia que ingresaba desde el **SEIN** al Sistema Marcona era recibido por los transformadores **T6** (75 MVA o 71MW) y **T62** (75 MVA o 71 MW), los cuales contaban con una capacidad total de 150 MVA (142 MW)[22], que les permitía

[19] En adelante, **T6**

[20] En adelante, **T62**

[21] En adelante, **SHOUGESA**

[22] Cada transformador tiempo de capacidad 71 MW.

abastecer el 100% de la demanda del Sistema Marcona, mantener niveles adecuados de tensión y operar el Sistema de Marcona sin congestión.

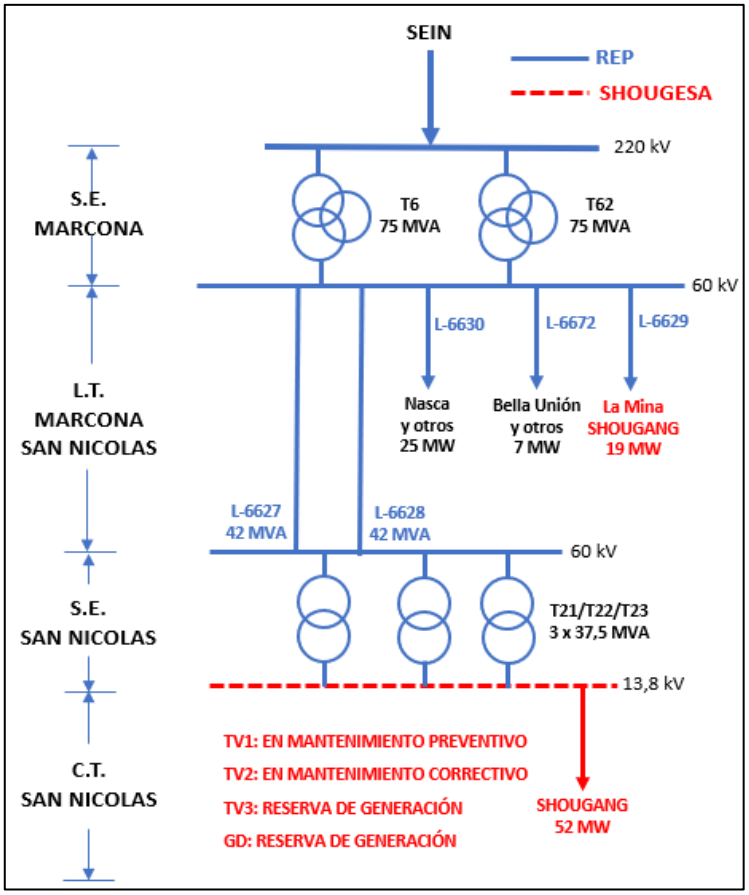
3.3 La demanda del Sistema Marcona previa a los **Eventos** alcanzó un máximo de **103 MW**, desagregada en:

(i) Máxima Demanda en 60 kV
   a. La Mina con 19 MW;
   b. Nazca y subestaciones de Puquio, Coracora y Llipata con 25 MW; y
   c. Bella Unión y subestaciones Chala y Jahuay con 7 MW.

(ii) Máxima Demanda en 13.8 kV:
   a. **SHOUGANG** con 52 MW

3.4 A continuación, se muestra el Diagrama Unifilar de la configuración del Sistema Marcona antes de los **Eventos**, que resume de forma gráfica lo señalado en los numerales precedentes:

Figura N° 1



B. <u>De los Eventos ocurridos del 03 de febrero al 17 de febrero de 2019</u>

3.5 A las 18:32 horas del 03 de febrero del 2019, ocurrió una falla mecánica que originó la desconexión del **T6** de la **SE Marcona** de titularidad de **REP**, por actuación de su protección diferencial 87T, quedando éste fuera de servicio, y **<u>siendo declarado indisponible</u>** por **REP** ante **COES**.

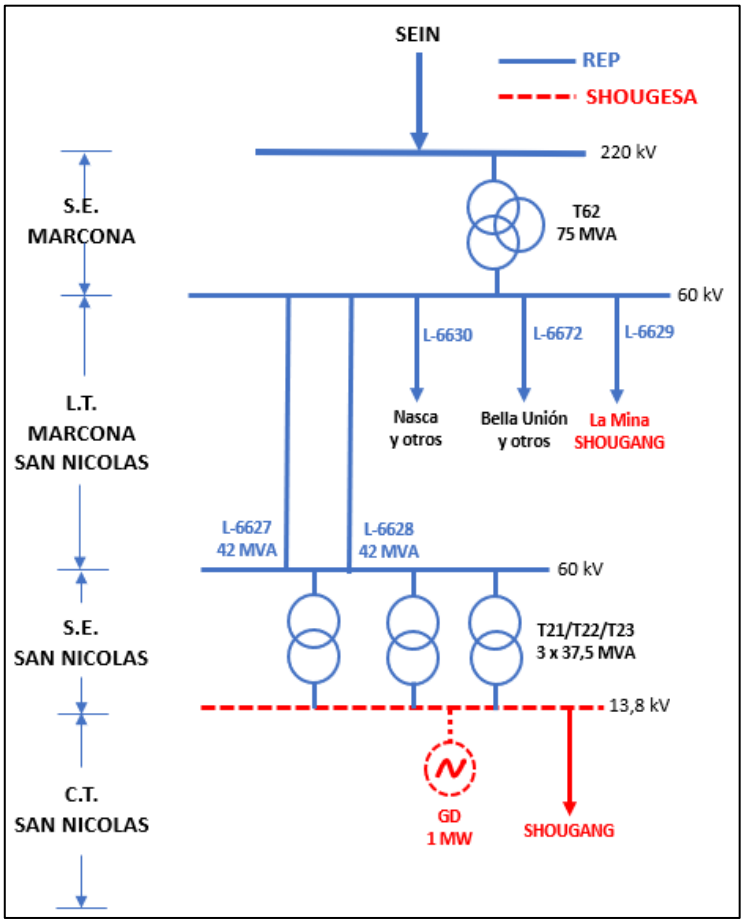
3.6 Consecuentemente, el **T62** asumió la carga total que, ingresaba por el **SEIN** para abastecer el Sistema Marcona, llegando a alcanzar su capacidad límite de 75 MVA (71 MW), activándose el "Esquema de rechazo automático de carga" implementado en el año 2015 por **SHOUGANG**, interrumpiéndose el suministro de la Mina con 15 MW.

3.7 Alrededor de las 18:56 horas del 03 de febrero de 2019, ante la sobrecarga del transformador **T62** y debido a la congestión acaecida en el Sistema Marcona, el **COES** coordinó con **SHOUGESA las interrupciones por rechazo de carga manual de 10 MW de su Usuario Libre SHOUGANG** y ordenó la puesta en servicio de la de la unidad GD (1.2 MW) de la **CT San Nicolás**[23].

3.8 En el siguiente Diagrama Unifilar se muestra la configuración del Sistema Marcona luego de la desconexión del **T6** de la **SE Marcona** ocurrida a las 18:32 horas del 03 de febrero de 2019, quedando desde ese momento **indisponible**:

[23] Numeral 6.8 del Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-008-2019 de fecha 11 de marzo de 2019, elaborado por el COES para el Evento 8

Figura N° 2

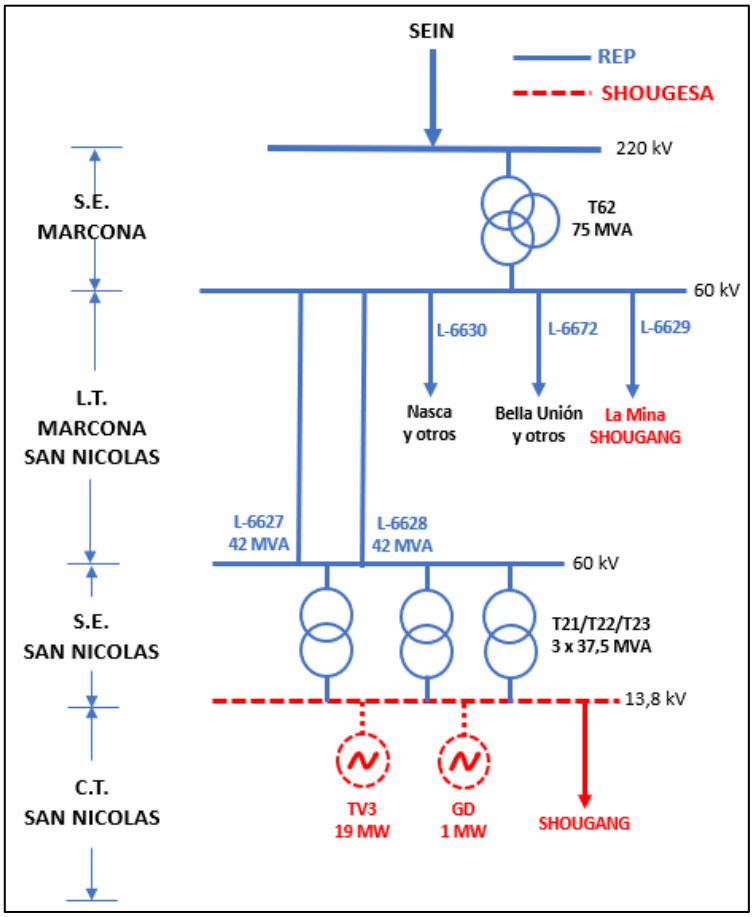


3.9 Recién a las 19:06 horas del mismo día, la unidad GD de **CT San Nicolás** de 1.2 MW de potencia efectiva, sincronizó con el **SEIN** para dar soporte a la sobrecarga del **T62**. Asimismo, a las 19:29 horas, el **COES** ordenó a **SHOUGESA** el arranque del TV3 de la **CT San Nicolás** de 25.15 MW de potencia efectiva[24]. Es así como, a las **05:07 horas del día 04 de febrero del 2019, el TV3 sincronizó con el SEIN, dentro del tiempo establecido en la Ficha Técnica del COES**.

3.10 A continuación, se muestra la configuración del Sistema Marcona luego de la puesta en servicio de las unidades GD y TV3 de la **CT San Nicolás**.

[24] Numeral 6.10 del Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-008-2019 de fecha 11 de marzo de 2019, elaborado por el COES para el Evento 8.

Figura N° 3



3.11 Como consecuencia de que la máxima demanda del Sistema Marcona era de 103 MW y que sólo existía una reserva de generación de 25.55 MW (24.32 MW de la unidad TV3 y 1.2 MW de la unidad GD), entre los días 04, 05 y 06 de febrero del 2019, el **COES** dispuso Programas de Rechazos de Carga de los Usuarios Libres ubicados en el Sistema Marcona, los cuales se encontraban adjuntos a los respectivos Programas Diarios de Operación[25], ello en la medida que el sistema de transmisión (**T62**) se encontraba congestionado.

[25] Tales Programas de Rechazo de Cargo fueron remitidos bajo la denominación de "Restricciones de Suministro".

Cuadro N° 1

EVENTO	FECHA	USUARIOS LIBRES
Evento 8	04/02/2019	SHOUGANG Hierro Perú S.A.A.,
	05/02/2019	SHOUGANG Hierro Perú S.A.A., Sierra Antapite, Minera Santa María, Perú Metal Trading S.A.C., Esponda Preciado Manolo Alfredo, Minería y Exportaciones S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., y Apumayo S.A.C.
	06/02/2019	SHOUGANG Hierro Perú S.A.A., Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L, Minera Santa María, Empresa Minera Fecma, Perú Metal Trading S.A.C., Sierra Antapite, Minera y Exportaciones S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., Apumayo S.A.C., e ICASUR S.A.C.

3.12 Para efectos de la ejecución de los Programas de Rechazo de Carga (interrupciones), el **COES** coordinó con las empresas suministradoras de tales Usuarios Libres: ELECTRO DUNAS, COELVISAC, ENEL GENERACIÓN PERÚ, EMPRESA ELÉCTRICA SANTA ROSA, ENGIE y SEAL.

3.13 Tales interrupciones de suministro fueron analizadas por el **COES** en el **Evento 8**, y mediante el Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-008-2019 (**ANEXO A-1**), y la Decisión COES/D/DO-146-2019 (**ANEXO A-2**), resolvió asignarle responsabilidad a **REP**, **sin considerar** (i) que desde las 18:32 horas del día 03 de febrero 2019 el Sistema Marcona operaba congestionado, (ii) que el T6 no se encontraba disponible desde las 18:32 horas y (iii) que la generación en el Sistema Marcona se encontraba limitada por mantenimiento.

3.14 Ahora bien, toda vez que, la situación de congestión en el Sistema Marcona continuaba **desde del 07 de febrero de 2019 al 13 de febrero de 2019**, el **COES** nuevamente programó y coordinó con las empresas SHOUGESA, ELECTRO DUNAS, COELVISAC, ELÉCTRICA SANTA ROSA, ENGIE y SEAL, Programas de Rechazo de Carga de sus Usuarios Libres que se suministraban de la **SE Marcona** (interrupciones).

Cuadro N° 2

EVENTO	FECHA	USUARIOS LIBRES
Evento 11	07/02/2019	SHOUGANG Hierro Perú S.A.A., Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L., Esponda Preciado Manolo Alfredo, Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., Apumayo S.A.C., Sierra Antapite, Peru Metal Trading S.A.C., y Minera Santa María.
	09/02/2019	Esponda Preciado Manolo Alfredo, Sierra Antapite, Minera Santa María, Peru Metal Trading S.A.C., Apumayo S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L., y SHOUGANG Hierro Perú S.A.A.,
	11/02/2019	Sierra Antapite, Minera Santa María, Peru Metal Trading S.A.C., Empresa Minera Fecma, Apumayo S.A.C., ICASUR S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L., y SHOUGANG Hierro Perú S.A.A..
	12/02/2019	Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L., SHOUGANG Hierro Perú S.A.A., Sierra Antapite, Minera Santa María, Peru Metal Trading S.A.C., Empresa Minera Fecma, Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., ICASUR S.A.C. y Apumayo S.A.C.
	13/02/2019	Sierra Antapite, Minera Santa María, Empresa Minera Fecma, Peru Metal Trading S.A.C., Apumayo S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., ICASUR S.A.C., Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L., y SHOUGANG Hierro Perú S.A.A.

3.15 Tales interrupciones fueron analizadas por el **COES** como **Evento 11**, emitiendo la Decisión COES/D/DO-159-2019 (**ANEXO A-3)**, sustentada en el Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-011-2019 (**ANEXO A-4**), resolviendo asignarle responsabilidad a **REP**, por considerar que estas interrupciones de suministro continuaban siendo

consecuencia de la falla acaecida en el **T6** de la **SE Marcona**, el 03 de febrero de 2020.

3.16 Es importante señalar que, desde el 11 de febrero del 2019, el TV3 presentó fallas en los carbones de la excitatriz del generador, tal como se señala en el Informe final de fallas de la **CT San Nicolás** emitido por **SHOUGESA** (**ANEXO A-5**), que ocasionaron disminuyera su inyección de energía al Sistema Marcona, agravado la congestión.

3.17 Durante los días 14, 15, 16 y 17 de febrero del 2019, el **COES** nuevamente programó y coordinó Programas de Rechazo de Carga de los Usuarios Libres conectados a la **SE Marcona**, con las empresas suministradoras SHOUGESA, ELECTRO DUNAS, COELVISAC, ELÉCTRICA SANTA ROSA, ENGIE y SEAL, por la congestión en la que se encontraba el **T62** y considerando que no se tenía generación disponible para abastecer la demanda.

Cuadro N° 3

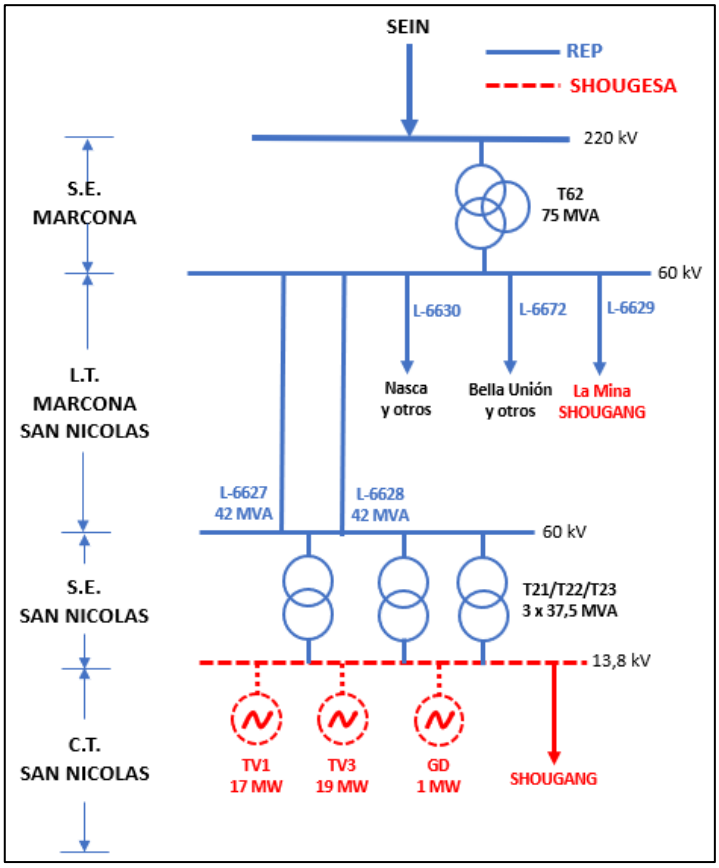
EVENTO	Fecha	USUARIOS LIBRES
Evento 12	14/02/2019	SHOUGANG Hierro Perú S.A.A., Sierra Antapite, Minera Santa María, Empresa Minera Fecma, Peru Metal Trading S.A.C., Apumayo S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., ICASUR S.A.C., Minera Laytaruma S.A., y Minera Titan del Perú S.R.L.
	15/02/2019	SHOUGANG Hierro Perú S.A.A., Sierra Antapite, Minera Santa María, Peru Metal Trading S.A.C., Apumayo S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., ICASUR S.A.C., Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L., y Esponda Preciado Manolo Alfredo.
	16/02/2019	SHOUGANG Hierro Perú S.A.A., Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L., Sierra Antapite, Minera Santa María, Empresa Minera Fecma, Peru Metal Trading S.A.C., Apumayo S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., e ICASUR S.A.C.
	17/02/2019	SHOUGANG Hierro Perú S.A.A., Sierra Antapite, Minera Santa María, Empresa Minera Fecma, Peru

		Metal Trading S.A.C., Apumayo S.A.C., Planta Procesadora Carolina del Sur S.A.C., Minera Laytaruma S.A., Minera Titan del Perú S.R.L., e ICASUR S.A.C.

3.18 Las referidas interrupciones de suministro fueron analizadas por el **COES** bajo el **Evento 12**, emitiendo el Informe técnico COES/D/DO/SEV/IT-012-2019 (**ANEXO A-6**), y la Decisión COES/D/DO-169-2019 (**ANEXO A-7**), que resolvió asignar responsabilidad a **REP**, por considerar que tales interrupciones continuaban siendo a consecuencia de la falla acaecida en el transformador **T6** de la **SE Marcona** del 03 de febrero de 2019.

3.19 A las 08:45 horas del 17 de febrero del 2019 entró en operación el TV1 de la **CT San Nicolás**, y con ello se superó el desbalance generación-demanda del Sistema Marcona, cesando las interrupciones de suministro a los Usuarios libres de la **SE Marcona** y terminando los **Eventos**. El siguiente Diagrama Unifilar detalla la configuración del Sistema Marcona luego de ocurridos los **Eventos**:

Figura N° 4



3.20 Finalmente, luego de ocurridos los **Eventos**, y al no encontrase conforme a la asignación de responsabilidad realizada por el **COES**, **REP** presentó recursos de reconsideración (**ANEXO A-8**) y apelación (**ANEXO A-9**), los mismos que fueron resueltos en primera instancia por la Dirección Ejecutiva del COES (**ANEXO A-10**) y en segunda instancia por el Directorio del **COES** (**ANEXO A-11**), habiendo sido declarados INFUNDADOS en ambas instancias.

IV. CUESTIÓN PREVIA: De la asignación de responsabilidad bajo la NTCSE

4.1 El literal i) del artículo 14° de la **LGE** establece que el **COES** tiene como función operativa asignar las responsabilidades que correspondan ante transgresiones a la **NTCSE**. Es así como, dicha norma establece como transgresiones a la calidad de suministro, las interrupciones derivadas, entre otros, por decisiones operativas del **COES** (como son los rechazos de carga manual).

4.2 La función del **COES** de asignar responsabilidades debe ser ejercida en concordancia con lo previsto en la **NTCSE**, la cual establece, en el numeral 3.5, el procedimiento que deberá seguir el **COES** en caso de presentarse un evento que origine transgresiones a la calidad de suministro ("Evento"). Tal numeral ha sido desarrollado a través de la Resolución Ministerial N° 237-2012-MEM/DM del 20 de mayo de 2012, que aprobó el Procedimiento Técnico N° 40 del **COES**[26].

4.3 Asimismo, para la asignación de responsabilidad el **COES** deberá considerar el numeral 3.2 de la **NTCSE**[27] que señala que todo Suministrador[28] es responsable ante otro Suministrador por las interrupciones que pueda inyectar, las cuales serán compensadas según lo establecido en dicha norma. Es decir, la **NTCSE** establece que el Suministrador (generador, transmisor o distribuidor) que cause,

[26] En adelante, **PR-40**.

[27] *"3.2 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 Norma".* (Subrayado nuestro)

[28] Según el numeral 1.2 de NTCSE, "*Se entiende por Suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado; y se entiende por Cliente a todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros. Se entiende por Terceros a todos aquellos que, sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta*". (Subrayado nuestro)

genere y/u ocasiones alguna transgresión será responsable[29]. Nótese que, tal premisa presupone la existencia de una relación de causalidad entre el hecho imputado al Suministrador y la transgresión.

4.4 Es importante mencionar que, ni la **NTCSE** ni el **PR-40** establecen cuáles son los criterios que debe aplicar el **COES** en el proceso de análisis de la relación de causalidad. Consecuentemente, el **COES** viene aplicando la normativa general, específicamente, las disposiciones sobre responsabilidad civil extracontractual establecidas en el Código Civil peruano[30].

4.5 Sobre el particular, el artículo 1985° de dicha norma, dispone lo siguiente:

> *"Articulo 1985.-*
> *La indemnización comprende las consecuencias que deriven de la acción u omisión generadora del daño, incluyendo el lucro cesante, el daño a la persona y el daño moral,* ***debiendo existir una relación de causalidad adecuada entre el hecho y el daño producido****. (….)" (énfasis agregado).*

4.6 Al respecto, si bien el citado artículo parecería estar sólo relacionado al contenido de la indemnización, lo más importante de éste es que *"establece cómo debe entenderse el llamado nexo causal o relación de causalidad*"[31].

4.7 Como se desprende del artículo 1985 del **CCP**, nuestra legislación ha optado por establecer la **causa adecuada** como aquella que debe ser empleada para identificar la acción que resulta más relevante en la configuración de un determinado daño. Es así como, **la causa adecuada es definida como aquella que resulta la idónea para causar determinado tipo de daños, analizando para ello la posibilidad de un resultado determinado en función de las condiciones precedentes al mismo**. Es pues importante para ello identificar "*aquella actividad que incrementa la posibilidad de que el daño ocurra"*[32].

---

[29] Nótese que e

[30] En adelante, **CCP**.

[31] BULLARD GONZÁLEZ, Alfredo. Código Civil Comentado, Gaceta Jurídica, Lima, Perú.

[32] CALABRESI, Guido. "Concerning cause and the law oftorts: An essay for Harry Kalven Jr." University of Chicago Law Review. N° 43. Pag. 71.

4.8 A fin de comprender mejor el concepto de causa adecuada citamos el siguiente ejemplo de la jurisprudencia norteamericana:

> "*Un tranvía venía circulando a exceso de velocidad y en esas circunstancias pasa al lado de una casa, con tan mala suerte que un árbol cae encima del tranvía y ocasiona una serie de daños. El dueño del tranvía demanda al dueño del árbol porque no tomó las precauciones necesarias para que la vejez del mismo no hiciera que este se cayera. ¿Cómo se defendió el dueño del árbol? Señaló que el tranvía venía a exceso de velocidad. Si no hubiera venido a esa velocidad hubiera llegado al lugar en donde estaba el árbol antes de que este se haya caído. Habría encontrado el árbol en la vía, habría frenado y no habría ocurrido el accidente.*
>
> *Se declaró infundada la pretensión del demandado (dueño del árbol) de exonerarse de responsabilidad alegando que el daño había sido causado por el exceso de velocidad del tranvía. Ello porque* ***no había causalidad adecuada****, pues la causa adecuada es* ***la idónea para causar determinado tipo de daños****, de tal manera que* ***los daños sean la consecuencia normal y esperada de la conducta****. Ello puede derivarse de una observación empírica. El exceso de velocidad del tranvía* ***no incrementa las posibilidades de que ocurra un accidente de ese tipo****.* ***No es la consecuencia normal*** *del exceso de velocidad que se caigan los árboles. Será* ***consecuencia normal*** *del exceso de velocidad el atropello o el descarrilamiento, pero no de caída de árboles sobre los tranvías. Por ello la acción (exceso de velocidad) y su consecuencia (daños por la caída del árbol) no están en relación de causalidad adecuada*." [33]. (énfasis agregado)

4.9 Como señala Bullard, la idea de causalidad adecuada va dirigida a identificar en quién es razonable internalizar el costo de los accidentes a fin de que los individuos tomen en cuenta, al decidir cuándo y cómo desarrollan ciertas actividades, no solo los beneficios, sino también los costos[34].

[33] Op. cit. 28.
[34] Op. cit. 28.

4.10 Como se demostrará más adelante, en el caso que nos ocupa, el **COES** no ha efectuado un correcto análisis de la causa adecuada, pues de haberlo realizado, **REP** no resultaría responsable por las transgresiones a la **NTCSE** ocurridas en los **Eventos**.

V. FUNDAMENTOS DE LA PRIMERA PRETENSIÓN. -

En el presente acápite se evidenciarán los argumentos de hecho y de derecho que justifican la **exoneración del pago de compensaciones** por parte de **REP**, por las **interrupciones por rechazos de carga ordenados desde las 18:32 horas del 03 de febrero de 2019 hasta 05:07 horas del 04 de febrero de 2019**, al corresponder a una situación de congestión cuyo único origen es estrictamente la falta de capacidad del sistema de transmisión, ante la indisponibilidad del **T6**.

A. De la exoneración del pago de las transgresiones bajo la NTCSE

5.1 Si bien la **NTCSE** establece como regla general que el(los) Suministrador(es) que sea(n) responsable(s) asuman el pago de las compensaciones y/o resarcimientos derivado de las transgresiones ocasionadas, la **NTCSE** recoge un supuesto de **EXONERACIÓN** de dicho pago. Así pues, el inciso (iii), del literal d) del numeral 3.5 establece lo siguiente:

> *"3.5 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 (…) d) 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**."* (énfasis agregado).

5.2 El texto de la norma es claro, no habrá lugar a compensaciones por transgresiones a la **NTCSE**, cuando se verifique que las mismas se derivan de una situación de congestión en el sistema de transmisión donde ocurrió el Evento. Dicho supuesto de hecho parte de la lógica que sin dicha congestión la deficiencia en la calidad del

servicio no habría tenido lugar, y es por ello que la norma exime a los Agentes[35], e incluso al **COES**, del pago de compensaciones.

B. <u>De la situación de congestión del Sistema Marcona</u>

5.3 Como consecuencia de la indisponibilidad del **T6** de la **SE Marcona** desde las 18:32 horas del 03 de febrero de 2019 el transformador **T62** asumió toda la inyección de energía proveniente del **SEIN** hacia el Sistema Marcona. No obstante, **al tener el T62 una capacidad de 71 MW (pudiendo operar hasta 76 MW en sobrecarga) y siendo la demanda del Sistema Marcona de 103 MW, se presentó una situación de congestión en el sistema de transmisión**. A efectos de efectuar un mejor análisis de la congestión ocurrida los días 03 y 17 de febrero de 2019 se deben diferenciar básicamente 2 periodos:

- <u>Periodo 1: Desde las 18:32 horas del 03 de febrero 2019 (falla del transformador **T6**) hasta las 05:07 horas del 04 de febrero 2019</u>.
- <u>Periodo 2: Desde las 05:07 horas del 04 de febrero 2019 (ingreso de la reserva de generación) hasta el 17 de febrero 2019 (cese de interrupciones de suministro)</u>

5.4 Es así como, se denomina "congestión" de un sistema de transmisión cuando una línea de transmisión o un transformador de ese sistema de transmisión alcanza su límite de capacidad (de transmisión en caso de líneas y de transformación en caso de transformadores). La congestión, usualmente, origina restricciones de suministro (ante la imposibilidad de transportar o transformar más energía) y/o la entrada en operación de unidades de generación fuera del despacho económico, requeridas para cubrir el déficit de energía que pudiese haber originado la congestión.

5.5 Normalmente, las congestiones aparecen en condiciones de contingencia, porque **un correcto planeamiento de un sistema de transmisión permite la operación en condiciones normales sin tales congestiones**.

5.6 A mayor precisión tenemos que, la definición de congestión en los sistemas de potencia, establecida por el "Conseil International des Grands Reseaux

[35] El Artículo 1 de la LGE define "Agentes" como la "*Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres*".

Électriques"-CIGRE, reconocida institución a nivel mundial en el sector eléctrico es la siguiente[36]:

> "*La congestión es una situación donde la demanda de capacidad de transmisión excede las capacidades de la red de transmisión, la cual podría conducir a la violación de los límites de seguridad, sean térmicos, límites de estabilidad de tensión o una condición de contingencia (N-1).*"

5.7 Nótese que, según el **COES**, solo se considera que hay congestión si en condiciones "normales" (o sea plena disponibilidad de todos los componentes de un sistema de transmisión), se tiene una capacidad de transmisión inferior a la demanda.

5.8 Entonces, un sistema de transmisión en tales condiciones "normales", estaría ya ocasionando un despacho no económico y/o restringiendo potencia y energía. Es decir, que, si se produce el mantenimiento o la contingencia de una línea o de un transformador del sistema de transmisión, la violación al despacho económico y/o las restricciones del suministro de potencia y energía serían mayores. En estos casos, para el **COES**, habría congestión y se aplicaría el inciso iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE**. Es decir, que el **COES** y los Agentes quedarían exonerados del pago de compensaciones por deficiente calidad de servicio. Esto significaría que se premia la ineficiencia y se propicia se mantengan tales condiciones "normales".

5.9 En el caso que nos ocupa se tiene que el Sistema Marcona es un Sistema radial[37], toda vez que sólo cuenta con la **SE Marcona** que lo conecta al **SEIN**, recibiendo el suministro de electricidad directamente de dicha subestación. Como se recuerda, dicha subestación cuenta con dos transformadores (**T6** y **T62**) que tienen la capacidad de transformar 142 MW (150 MVA), sin embargo, al ser la máxima demanda del Sistema Marcona 103 MW, ante la indisponibilidad del **T6** se produce un "*cuello de botella*" o congestión del sistema de transmisión del Sistema

[36] El texto original de la definición de congestión, CIGRE_WG_C5.04_TB_301, es la siguiente:
"*Congestion is a situation where the demand for transmission capacity exceeds the transmission network capabilities, which might lead to violation of network security limits, being thermal, voltage stability limits or a (N-1) contingency condition*."

[37] Los subsistemas radiales son aquellos que sólo cuentan con una subestación que los conecta al SEIN por lo que reciben el suministro de electricidad directamente de dicha subestación de transformación. En contraposición a los sistemas radiales se tiene a los sistemas mallados los cuales implican que un determinado subsistema cuenta con más de una subestación que los interconecta al SEIN.

Marcona, dado que se reduce en un 50% la capacidad de la **SE Marcona**, esto es a 71 MW.

5.10 Es así como, a partir de las 18:32 horas del día 03 de febrero de 2019 con la desconexión del transformador **T6**, la demanda del Sistema Marcona superó a la capacidad de transformación de la **SE Marcona**, por lo tanto, de acuerdo con la definición de congestión, el transformador en servicio quedó congestionado, debiendo el **COES** coordinar con **SHOUGESA** el rechazo manual de 15 MW de su Usuario Libre **SHOUGANG**, para evitar la sobrecarga y desconexión del **T62**.

5.11 Esta situación de congestión ha sido reconocida por el **COES** en el Informe de Análisis de la Ejecución del Despacho Económico febrero 2019 COES/D/DO/SEV-INF-0025-2019 (**ANEXO A-12**), en cuyo Anexo A se **determinó que el T62 se encontraba congestionado durante la ocurrencia de los Eventos**, debido al déficit de la oferta advertido en el Sistema Marcona, tal como se muestra a continuación:

Figura N° 5

COES

SUBDIRECCIÓN DE EVALUACIÓN
INFORME DE ANÁLISIS DE LA EJECUCIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO FEBRERO 2019
05/03/2019

ANEXO A

CONGESTIÓN – FEBRERO 2019

FECHA	INICIO	FINAL	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	MOTIVO
02/02/2019	08:04	16:12	RED DE ENERGIA DEL PERU	CAMPO ARMIÑO - HUANCAVELICA	L-2203	Mayor despacho de las CC.HH. Chaglla, Yuncan, Yaupi y menor operación por despacho de las CT ubicadas en el Área Centro.
03/02/2019	09:30	15:04	RED DE ENERGIA DEL PERU	HUANZA-CARABAYLLO	L-2110	Mayor despacho de la C.H. Huanza.
03/02/2019	19:06	24:00	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	Indisponibilidad del Transformador T6-261
04/02/2019	00:00	05:07	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	
04/02/2019	09:33	24:00	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	T62-161	

5.12 Asimismo, en los Informes de Evaluación de la Operación Diaria del **COES** para los días 03 y 04 de febrero de 2019 (**ANEXO A-13**), se puede observar que el **COES** categorizó como congestión las interrupciones de suministro que se ocasionaron durante dichas horas para el **Periodo 1**.

Figura N° 6 - Informe de Evaluación de la Operación Diaria del 03/02/2019

1.11. CONGESTIÓN

Se presenta el siguiente cuadro:

UBICACIÓN	INSTALACIÓN DE TRANSMISIÓN AFECTADA	INICIO	FINAL	UNIDADES GENERADORAS LIMITADAS	OBSERVACIONES
L. HUANZA-CARABAYLLO	L-2110	09:30	15:04		Se restringio a Cerro del Aguila y Mantaro
S.E. MARCONA	T62-161	19:06	24:00		Cummins por sobrecarga del T62

Figura N° 7 - Informe de Evaluación de la Operación Diaria del 04/02/2019

1.11. CONGESTIÓN

Se presenta el siguiente cuadro:

UBICACIÓN	INSTALACIÓN DE TRANSMISIÓN AFECTADA	INICIO	FINAL	UNIDADES GENERADORAS LIMITADAS	OBSERVACIONES
S.E. MARCONA	T62-161	00:00	05:07		Cummins por sobrecarga del T62
S.E. MARCONA	T62-161	09:33	24:00		Cummins por sobrecarga del T62

5.13 En síntesis, **resulta claro que luego de la indisponibilidad del transformador T6 de la SE Marcona se originó un "cuello de botella" o congestión del sistema de transmisión del Sistema Marcona**, que redujo en 50 % la capacidad de transformación en la **SE Marcona** resultando en 71 MW producto de la indisponibilidad, y que el propio **COES** reconoció la existencia de dicha congestión. Es así, que **las interrupciones de suministro desde las 18:32 horas del 03 de febrero de 2019 se debieron estrictamente a la situación de congestión del**

sistema de transmisión recaído en el T62, el cual durante dicho periodo funcionó incluso por sobre el máximo de su capacidad máxima.

5.14 Consecuentemente, en el presente caso, se ha verificado la existencia de una situación de **congestión en el Sistema Marcona** (Supuesto de hecho), por lo que corresponde aplicar la regla establecida en la **NTCSE** para tales situaciones, es decir exoneración del pago de compensaciones y/o resarcimientos. Nótese que, tal aplicación no se encuentra restringida a situaciones de congestión ocasionadas por déficit de infraestructura de transmisión o por restricciones operativas (mantenimientos o fallas), **sino que, para su aplicación basta que exista una situación de congestión y que de ella se deriven las transgresiones, tal como ha ocurrido en el presente caso**.

5.15 A mayor precisión, tenemos que el **COES** ha reconocido que la indisponibilidad de determinados componentes (por mantenimientos preventivos o correctivos) ha generado una situación de congestión, aplicando lo dispuesto en el inciso (iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE**, al momento de analizar y asignar responsabilidad por las transgresiones a la **NTCSE**. A continuación, citamos algunos ejemplos de la aplicación de dicho criterio:

Cuadro N° 4

EVENTO	FECHA	RESUMEN DEL EVENTO	DECISIÓN DEL COES
EV-070-2016	02/12/16	Se presentó 9% de sobrecarga en los transformadores T83-261, T32-261 y T15-261 de 220/60/10 kV de la S.E. Piura Oeste, debido a la indisponibilidad de la C.T. Tablazo por falta de suministro de gas y menor disponibilidad hídrica de las centrales hidráulicas Poechos y Curumuy. Como consecuencia de ello, el **COES** coordinó ejecutar el rechazo manual de carga de 11.62 MW de los clientes libres y 3.20 MW de los clientes regulados de la S.E. Piura Oeste.	La falta de capacidad del sistema de transmisión al presentarse una condición de congestión originó la interrupción de suministros en 13.06 MW y la transgresión de la **NTCSE**. En ese sentido, dicha transgresión se encontró comprendida dentro del alcance del inciso (iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE**, y en consecuencia no serán considerados para el pago de compensaciones.
EV-002-2017	09/01/17	Los días 9, 10, 11, 12 y 13 de enero del 2017, el **COES** coordinó ejecutar el rechazo manual de carga programado por sobrecarga de los transformadores T83-261, T32-261 y T15-261 de 220/60/10 kV de la S.E. Piura Oeste, debido a la indisponibilidad de la C.T. Tablazo por falta de suministro de gas y menor disponibilidad hídrica de las centrales hidroeléctricas Poechos y Curumuy.	La interrupción de suministro del 9 al 13 de enero del 2017 y la transgresión de la **NTCSE**, fue originada por la falta de capacidad del sistema de transmisión presentándose una condición de congestión. Por consiguiente, dicha transgresión se encontró comprendida dentro del alcance del inciso (iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE**, y en consecuencia no serán considerados para el pago de compensaciones.

EV-054-2017	10/10/17	El **COES** coordinó con las empresas Electro Tocache y Orazul (Termoselva) el rechazo manual de carga de sus Clientes en la S.E. Tocache, los días 10 y 12 de octubre del 2017, debido a sobrecarga en el transformador T35-121 de 132/22, 9/10 kV de 7.00 MVA de la S.E. Tocache.	La falta de capacidad del sistema de transmisión originó la interrupción de suministros con un total de 2.02 MW y 1.24 MW, y la transgresión de la **NTCSE**. En ese sentido, dicha transgresión se encontró comprendida dentro del alcance del inciso (iii) del literal d) del numeral 3.5 de la **NTCSE**, y en consecuencia no serán considerados para el pago de compensaciones

5.16 Tal como se puede apreciar, el **COES** ha aplicado la exoneración de compensaciones establecida en la **NTCSE** ante situaciones de congestión, **sin considerar y/o discriminar si las mismas se derivan de la operación o de cualquier otro motivo, dado que la NTCSE no contiene tal diferenciación.**

5.17 **Por lo tanto, bastará que exista una situación de congestión para la aplicación del supuesto de hecho establecido en el inciso (iii), del literal d) del numeral 3.5 de la NTCSE, lo cual evidentemente ocurrió en los Eventos, toda vez que, desde la indisponibilidad de la T6, el Sistema Marcona se encontró en situación congestión**.

VI. FUNDAMENTOS DE LA SEGUNDA PRETENSIÓN

A. Del análisis de los Eventos por parte del COES

6.1 Tal como se explica en el título III de la presente demanda, para efectos de análisis y asignación de responsabilidad, el **COES** ha dividido los **Eventos** en **Evento 8**, **Evento 11** y **Evento 12**, los cuales tendrían como origen la falla del **T6** de la **SE Marcona** a las 18:32 horas del 03 de febrero 2019. No obstante, tal premisa no es concordante con los hechos acaecidos desde el 03 de febrero de 2019.

6.2 En efecto, luego de ocurrida la falla en el **T6** de la **SE Marcona** a las 18:32 horas del 03 de febrero 2019, **REP procedió a declararlo indisponible ante el COES, lo cual ha sido reconocido por el propio COES en el análisis de los Eventos**, **al consignar**

la "falla del T6" como antecedentes y, no como causa u origen de las interrupciones por rechazo de carga, tal como se puede apreciar en el numeral 6 del Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-008-2019, Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-011-2019 e Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-012-2019.

6.3 A mayor precisión, tenemos que, **a partir del 05 de febrero de 2019, el T6 fue programado por el COES en mantenimiento correctivo**, tal como se desprende de los Programas de Intervenciones semanales y diarios emitidos por el **COES** a partir de dicha fecha (**ANEXO A-14**). Por lo que, para efectos de análisis de los **Eventos**, **el T6 debería tener el mismo tratamiento que la TV2 y la TV1 de la CT San Nicolás las cuales estuvieron en mantenimiento correctivo por falla y preventivo desde el 13 de diciembre de 2018 y 21 de enero 2019, respectivamente**.

6.4 Nos explicamos: El análisis del **COES** para tomar la decisión de asignar responsabilidad a **REP** por las interrupciones de suministro ocurridas en los **Eventos**, consideró la configuración del Sistema Marcona existente **antes de ocurrida la falla en el T6**, lo cual **no es correcto e incluso contrario a los criterios utilizados por el propio COES**. A pesar de que, el numeral 6.4 del Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-008-2019 señala como antecedente del **Evento 8**, la falla del T6 y la activación del "Esquema de rechazo automático de carga" interrumpiéndose el suministro de la Mina con 15 MW.

6.5 Conforme a ello, resulta evidente que si bien la falla del **T6** ocasionó las interrupciones desde las 18:32 horas del 03 de febrero hasta las 05:07 horas del 04 de febrero del 2019, hecho que no es cuestionado por **REP**, dicha falla no resulta ser la *causa adecuada* para las interrupciones acaecidas desde las 05:07 horas del 04 de febrero hasta el 17 de febrero de 2019, **dado que el T6 se encontraba en mantenimiento correctivo, por lo que, para su análisis debe considerarse la configuración del Sistema Marcona luego de la falla**. Lo contrario implicaría caer en el ilógico de que todo equipamiento en mantenimiento también debería ser considerado en el análisis de transgresiones a la **NTCSE** que realiza el **COES,** como sería la TV2 y la TV1 de la **CT San Nicolás**, lo cual evidentemente no ocurre.

6.6 A mayor precisión, tenemos que el **COES** no es ajeno a tal análisis, toda vez que en sus decisiones emitidas en el marco de las impugnaciones presentadas por **REP** por los Eventos 018, 024, 029 y 032-2019 (**ANEXO A-15**), **considera la configuración existente en el sistema al momento de ocurrida las transgresiones**

y no los eventos o condiciones previas. Nótese que, en tales decisiones, el **COES** aplica el mismo tratamiento a la TV2 de la **CT San Nicolás** y al **T6** de la **SE Marcona** para efectos de la asignación de responsabilidad, esto es mantenimiento correctivo.

6.7 En ese sentido, **el COES para su análisis debe considerar la configuración del Sistema Marcona existente al momento de acaecidas las transgresiones, debiendo para el período comprendido desde las 18:32 horas del 03 de febrero 2019 hasta las 05:07 horas del 04 de febrero del 2019 considerar a todo el equipamiento disponible en dicho período (Ver Figura N° 1 de la presente demanda), mientras que, para el análisis del período comprendido desde las 05:07 horas del 04 de febrero del 2019 hasta el 17 de febrero de 2019, considerar la configuración del Sistema Marcona sin la T6 al encontrarse ésta en mantenimiento (Ver Figura N° 2 de la presente demanda)**.

B. Decisiones del COES que afectaron la seguridad del Sistema Marcona

6.8 En el presente acápite se evidenciarán los argumentos que justifican **que NO corresponde considerar la indisponibilidad del T6 como CAUSA ADECUADA de las interrupciones de suministro por rechazo de carga manual ordenados por el COES desde las 05:07 del 04 de febrero de 2019 hasta las 10:45 horas del 17 de febrero de 2019, toda vez que ello responde a la falta de generación en el Sistema Marcona**[38].

6.9 En palabras del propio **COES** "*para establecer cuál es la causa de un daño conforme a esta teoría, es necesario hacer un juicio ex ante, como si el hecho aún no se hubiera producido, además de formular un juicio de probabilidad, o sea, considerar si tal hecho es el idóneo para producir, regular o normalmente, el resultado*"[39]. Es así como, el **COES** en sus decisiones de asignación de responsabilidad analiza y aplica la **CAUSA ADECUADA** y no la condición más próxima para determinar al tercero responsable de las transgresiones a la **NTCSE**. Tal como se desprende de las decisiones emitidas en el marco de las impugnaciones presentadas por **REP** por los Eventos 018, 024, 029 y 032-2019.

[38] Es de precisar que, para el caso del análisis del evento 018-2019, el COES consideró que la falta de generación resultaría la CAUSA ADECUADA para las transgresiones a la NTCSE ocurridas en el Sistema Marcona ante una configuración sin uno de los transformadores de la SE Marcona.

[39] Carta COES/D/-633-2019 del 13 de junio de 2019.

6.10 En ese sentido, corresponde preguntarnos si la sola indisponibilidad del **T6** puede originar las interrupciones de suministro por rechazo de carga manual por más de 10 horas con 35 minutos como las ocurridas desde **las 05:07 del 04 de febrero de 2019 hasta el 17 de febrero de 2019**. Como se desarrollará en los siguientes numerales, la respuesta a dicha interrogante es **negativa**.

B.1. ***De la decisión del COES de no instalar un nuevo transformador ante el incremento de la demanda del Sistema Marcona***

6.11 En el año 2014, como parte de la revisión del Estudio de Operatividad presentado por SHOUGANG para el incremento su carga e implementación de la SE La Mina, **REP** mediante documento CS000350-14011348, de fecha 04 de noviembre 2014 **(ANEXO A-16)**, sugirió al **COES**, entre otras alternativas, **ampliar la capacidad de transformación de la SE Marcona** 220/60 kV a través de la instalación de un nuevo transformador, puesto que, ante la desconexión de uno de los transformadores existentes en la **SE Marcona** (**T6** o **T62**), se ocasionaría una sobrecarga inadmisible en el otro transformador, siendo que la misma podría ocasionar transgresiones a la **NTCSE** en el Sistema Marcona.

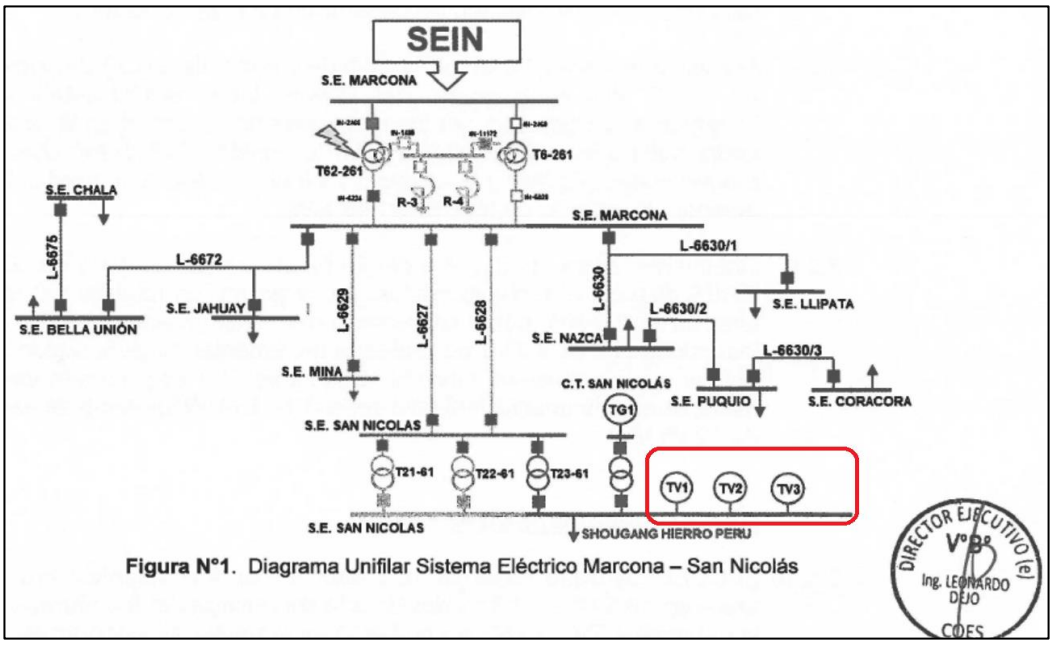
6.12 A pesar de lo señalado por **REP**, el **COES** optó por la implementación de un esquema de rechazo automático de carga en la S.E. La Mina de **SHOUGANG**, el cual actuaría ante la desconexión intempestiva de uno de los transformadores de **SE Marcona**, decisión comunicada a **SHOUGANG** para su implementación con el Informe COES DP-SNP-EO-054-2014 de la Subdirección de Nuevos Proyectos del **COES (ANEXO A-17)**.

6.13 En ese sentido, **resulta claro que el COES, en el marco de su función de aprobar actualizaciones de los Estudios de Operatividad, entre otros, decidió no instalar un tercer transformador en la SE Marcona**, pese a que era consciente, pues **REP** así se lo había advertido, que la demanda del Sistema Marcona se incrementaría, por lo que ante cualquier contingencia serían posible fuertes interrupciones o restricciones en el suministro o situaciones de congestión, tal como ocurrió en los **Eventos** que, ante la indisponibilidad del **T6**, restringió la demanda **SHOUGANG**, entre otros.

B.2. ***De los mantenimientos coincidentes de la TV1 y TV2 de la CT San Nicolás aprobados por el COES***

6.14 En primer lugar, es importante traer a colación como opera el Sistema Marcona en **condiciones normales** según el **COES**[40]:

Figura N° 8



6.15 Así pues, como bien lo explica el **COES** en su carta COES/D/-633-2019 del 13 de junio de 2019 (**ANEXO A-18**), en caso no fuera posible importar toda la energía del **SEIN** (por indisponibilidad de alguno de los transformadores de la **SE Marcona**), en forma local se dispone de la **CT San Nicolás** con una potencia efectiva total de 57,93 MW, conformada por las siguientes unidades: TV1 = 17,79 MW; TV2 = 13,77 MW; TV3 = 25,15 MW; TG1 o Cummins = 1,22 MW. Es decir, ante la falta de uno de los transformadores de la **SE Marcona**, con dos de los tres turbovapores de la **CT San Nicolás** es posible cubrir la demanda del Sistema Marcona.

6.16 Conforme a ello, **resulta evidente que la falta de generación disponible en el Sistema Marcona fue determinante para que el COES ordene las interrupciones de suministro desde las 05:07 del 04 de febrero de 2019 hasta el 17 de febrero de 2019**. Por lo que, si bien el Sistema Marcona cuenta con una generación de 63.5 MW correspondiente a la potencia efectiva de la **CT San Nicolás** (TV1, TV2, TV3 y GD), debido a la programación de mantenimientos coincidentes de la TV1 y TV2 aprobada por el **COES**, tal generación se encontraba limitada a 26 MW.

[40] Carta COES/D/-633-2019 del 13 de junio de 2019.

6.17 En ese sentido, tenemos que de haberse contado al menos con dos de los tres turbovapores de la **CT San Nicolás**, se hubiese podido abastecer la demanda del Sistema Marcona[41].

6.18 En atención a ello, tenemos que la LCE[42] y la LGE señalan que el **COES** tiene como funciones, entre otras, coordinar el mantenimiento de las instalaciones y la operación de corto, mediano y largo plazo del **SEIN**, preservando la seguridad del sistema[43]. A tal efecto, mediante Resolución N° 087-2017-OS/CD del 25 de mayo de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico PR-12 denominado "Programación de intervenciones por mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN"[44], el cual tiene como objetivo establecer los criterios y metodología para la elaboración de los programas de mantenimiento de los equipos e instalaciones de transmisión y generación del **SEIN**, en todos sus horizontes temporales, y establecer los criterios para la elaboración de los Procedimientos de Maniobras de los equipos e instalaciones del **SEIN**.

6.19 Asimismo, tenemos que el "Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del **COES**-SINAC"[45] señala que el mantenimiento puede ser preventivo o correctivo. El mantenimiento preventivo involucrará aquellas tareas recomendadas por los fabricantes, con el objeto de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción, tales mantenimientos preventivos son solicitados por las empresas al **COES** para su inclusión en el Programa Anual de Mantenimiento. Mientras que, el mantenimiento correctivo se originará ante una anomalía, es decir ante algo

---

[41] Nótese que, SHOUGESA consciente de tal dependencia del Sistema Marcona suele gestionar sus mantenimientos de manera escalona, siendo que el COES suele aprobar tales mantenimientos.

[42] "*Artículo 41. - Las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (**COES**) son:*
a) Planificar la operación del sistema interconectado, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;
b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones; (…)"

[43] "*Artículo 12.- Naturaleza del **COES***
*12.1 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 del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. (…)"*

[44] En adelante, **PR-12**

[45] En adelante, **Glosario**

imprevisto y que necesita ser realizado dentro de los siguientes doce (12) días de detectada y comunicad al **COES**, tales mantenimientos son incluidos en los programas de mantenimiento anual, mensual, semanal o diario aprobados por el **COES**.

6.20 Es así como, en base a la información proporcionada por **SHOUGESA**, el **COES** aprobó el mantenimiento correctivo de la TV2 de la **CT San Nicolás** por una falla en su sistema de enfriamiento desde el 13 de diciembre de 2018 hasta el 22 de abril de 2019, incluyéndolo en los Programas Semanales de Intervenciones de los meses enero, febrero, marzo y abril de 2019. Es decir, durante todo el tiempo de duración de los **Eventos** (03 de febrero de 2019 al 17 de febrero de 2019) se encontró indisponible por mantenimiento la TV2, y el cual no podía suspenderse y/o ser prorrogado.

6.21 Del mismo modo, el **COES** aprobó el mantenimiento preventivo de la TV1 de la **CT San Nicolás** desde el 21 de enero de 2019 hasta el 17 de febrero de 2019, considerándolo en los Programas Mensuales de Intervenciones de enero y febrero de 2019 y en los Programas Semanales de Intervenciones respectivos. Es de precisar que, el mencionado mantenimiento estuvo contemplado en el Programa de Mantenimiento Anual, no obstante, al tratarse de un mantenimiento preventivo, este no era de urgencia, pudiendo ser prorrogado por el **COES** ante la indisponibilidad de la TV2, dado que la reserva de generación disminuía y solo con la disponibilidad de las unidades TV3 y GD de la **CT San Nicolás**, no se abastecía toda la demanda ante una falla en uno de los transformadores.

6.22 Para mayor abundamiento, tenemos que el mantenimiento de la **CT San Nicolás** es poco exigente, dado que la central actúa básicamente como reserva de generación para los casos de mantenimientos preventivos y correctivos del sistema de transmisión del Sistema Marcona. Tal es así que en el período 2014-2018, según las Estadísticas Anuales del **COES**, su producción fue muy pequeña: 2014: 3.1 GWh (0.6%); 2015: 5.3 GWh (1.0%); 2016: 13.3 GWh (2.4%); 2017: 19.7 GWh (3.5%) y 2018: 24.8 GWh (4.5%). Los valores en paréntesis indican los factores de planta de la **CT San Nicolás**, es decir, el porcentaje de la producción anual real respecto al máximo posible de producción anual de tal central, lo cual indica un muy reducido número de horas de operación por año.

6.23 Asimismo, es relevante mencionar que según la estructura de los programas mantenimientos preventivos contenida en el **PR-12**, el programa diario (PDM) se

basa en el programa semanal (PSM), éste a su vez se base en el programa mensual (PMM) y éste se base, a su vez, en el programa anual (PAM) y en el programa de mantenimiento mayor aprobados (PMMA). La lógica de lo anterior es, por un lado, contar a inicios de cada año con un horizonte anual que permita tener cierta predictibilidad de las intervenciones e indisponibilidades de los equipos del **SEIN**, y, por otro lado, considerando la **volatilidad y dinamismo de sistema**, se permita adecuar dicho programa reconociendo la necesidad de verificar si el mantenimiento programado podrá ser ejecutado en la forma y plazos originalmente dispuesto por un evento sobrevenido.

6.24 En línea con lo anterior, el numeral 6.1.5 del **PR-12** establece como función del **COES** la de "***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*" (énfasis agregado). Es decir, el **COES** en su condición de planificador de la operación del **SEIN** y preservador de la seguridad de éste, cuenta con la facultad de suspender los mantenimientos preventivos programados cuando ello así lo amerite. Así pues, se tiene que en aplicación de dicha función el **COES** ha realizado, entre otros, las siguientes reprogramaciones:

Cuadro N° 5

EQUIPO	TITULAR	FECHA PROGRAMADA	PROGRAMA DE INTERVENCIONES APROBADA POR COES	REPROGRAMACIÓN/ CANCELACIÓN POR COES	COMENTARIO
Turbovapor TV3 CT San Nicolás	SHOUGESA	18/02/19 al 18/03/19	Anual Mensual	Reprogramado	Por retrasos en la disponibilidad de la TV2
Autotransformador AT37-211 Subestación Paragsha	ISA PERÚ	14/06/2020	Mensual Semanal Diario	Cancelado en Tiempo Real	Cancelado el mismo día de la actividad
Transformadores T53-162 y T97-162 Subestación Puno	REP	27/04/2019	Mensual Semanal	Cancelado	Cancelado 2 días antes de la actividad

6.25 En este punto consideramos importante preguntarnos cuáles son los criterios que debe considerar el **COES** para determinar si la programación de un equipo o

instalación afecta o no las condiciones de seguridad o calidad y, por ende, cuándo corresponde que dicha intervención sea suspendida o reprogramada.

6.26 A tal efecto, el **PR-12** señala que los programas de mantenimiento serán elaborados considerando lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del **COES** N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el **SEIN**"[46], así como los dispuesto en el mismo **PR-12**.

6.27 El PR-8 establece que el **COES** deberá evaluar el efecto de contingencias[47] simples (N-1) de un conjunto definido de equipos que se determinará (i) tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje) y (ii) la severidad de las fallas en los mismos. La relación de los equipos considerados para tal análisis se publicará en el portal Web del **COES**, no obstante, podrá incluir otros equipos bajo su criterio.

6.28 Sobre el particular, tenemos que si bien el **COES** manifiesta que el **T6** y **T62** no forman parte del listado de equipos cuya contingencia (N-1) deba ser evaluada como contingencia que ponga en riesgo la seguridad del **SEIN**, **el PR-08 también indica que el COES a su criterio podrá considerar otros equipos, que podrían afectar la seguridad operativa del sistema**. Es así como, en atención la finalidad del **COES** de efectuar una operación segura[48] en el marco de la **LGE**[49], no solo debió considerar para la programación del mantenimiento de la TV1 de la **CT San Nicolás**, la Tasa de Falla de los transformadores de la **SE Marcona** (cuatro fallas en doce años), sino también la Tasa Falla de las líneas Marcona – San Nicolás de 60kV (L-6627 y L-6628), toda vez que la configuración del Sistema Marcona responde a un sistema radial .

---

[46] En adelante, **PR-08**

[47] Dichas contingencias pueden ser fallas y desconexiones de líneas, transformadores, reactores, capacitores, etc., en distintas condiciones de operación.

[48] *Según el Glosario de Términos de Abreviaturas y Definiciones del COES se define como "Seguridad: Se refiere a la capacidad del SEIN de garantizar el suministro de energía eléctrica a los Usuarios del SEIN".*

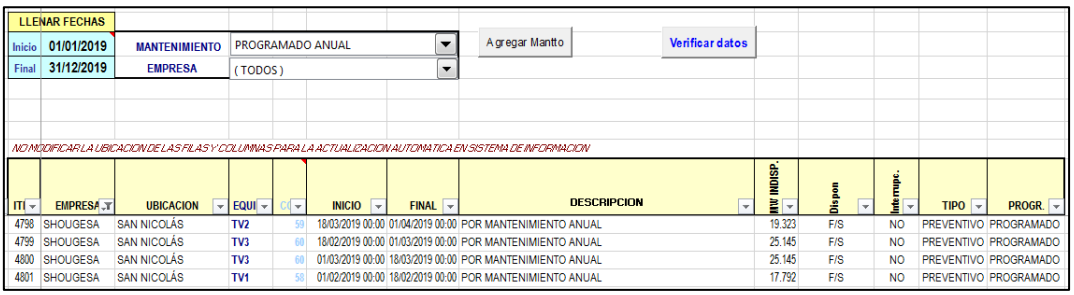
[49] "*Artículo 12.- Naturaleza del COES*
12.1 El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo"

6.29 Es así que, la realidad demostró que la única forma de asegurar la confiabilidad ante la desconexión de uno de los transformadores de **la SE Marcona** (contingencia simple en un sistema radial) **<u>es teniendo generación disponible</u>**. Por lo que, la decisión del **COES** de realizar mantenimientos coincidentes, basándose únicamente en la Tasa de Falla del **T6**, repercutió en la seguridad del Sistema Marcona.[50]

6.30 En la misma línea de análisis tenemos que, en aplicación del numeral 8.1.1 del **PR-12**, el **COES** debe evaluar las intervenciones en todos los equipos del **SEIN** considerando los criterios de **<u>seguridad</u>**, calidad y economía, lo cual no se logró al programar el mantenimiento preventivo de la TV1 de **CT San Nicolás desde el 21 de enero del 2019**, estando ya indisponible la unidad TV2 por mantenimiento correctivo desde el 13 de diciembre de 2018, a pesar que el **COES** planificó desde el año 2015 que para **<u>garantizar la seguridad</u>** del Sistema Marcona, se debía disponer como mínimo de dos unidades turbovapor de la **CT San Nicolás**.

6.31 La necesidad de no programar mantenimientos coincidentes de los turbovapores de la **CT San Nicolás** fue reconocida por el **COES** en el Programa Anual de Intervenciones para el año 2019[51], el cual consideró los mantenimientos preventivos de las turbovapores de manera escalonada, a efectos de mantener la generación necesaria, tal como se muestra:

Figura N° 9



LLENAR FECHAS
Inicio 01/01/2019 MANTENIMIENTO PROGRAMADO ANUAL
Final 31/12/2019 EMPRESA (TODOS)
Agregar Mantto
Verificar datos

NO MODIFICAR LA UBICACION DE LAS FILAS Y COLUMNAS PARA LA ACTUALIZACION AUTOMATICA EN SISTEMA DE INFORMACION

ITI	EMPRESA	UBICACION	EQUI	CO	INICIO	FINAL	DESCRIPCION	INV. INDISP.	Dispon	Interrupc.	TIPO	PROGR.
4798	SHOUGESA	SAN NICOLÁS	TV2	59	18/03/2019 00:00	01/04/2019 00:00	POR MANTENIMIENTO ANUAL	19.323	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
4799	SHOUGESA	SAN NICOLÁS	TV3	60	18/02/2019 00:00	01/03/2019 00:00	POR MANTENIMIENTO ANUAL	25.145	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
4800	SHOUGESA	SAN NICOLÁS	TV3	60	01/03/2019 00:00	18/03/2019 00:00	POR MANTENIMIENTO ANUAL	25.145	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
4801	SHOUGESA	SAN NICOLÁS	TV1	58	01/02/2019 00:00	18/02/2019 00:00	POR MANTENIMIENTO ANUAL	17.792	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO

[50] El **COES** ha señalado que "*no consideró necesario re programar el mantenimiento de la TV1 estando indisponible la unidad TV2 de SHOUGESA, precisando 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 T62-261 y T6-261 de la subastación Marcona, estos tienen una baja probabilidad de ocurrencia de falla*".

[51] Tal como señalamos el Programa Anual de Mantenimientos sirve de base para programas de menor horizonte temporal.

6.32 Del mismo modo, en otras situaciones el **COES** ha dispuesto la operación de la reserva de generación disponible en el Sistema Marcona para evitar sobrecargas en los equipos, por el ejemplo en su análisis del programa diario de intervenciones del día 19 de mayo 2019 donde **REP** solicitaba la desconexión del **T62** de la **SE Marcona** por mantenimiento, el **COES** dispuso despachar las unidades TV1 y TV2 de San Nicolás:

Figura N° 10

2.8 Indisponibilidad del transformador T62-261 220/60 kV de la S.E. Marcona

No se presenta problemas de perfil de tensión. Se considera las unidades TV1 y TV2 de la C.T. San Nicolás, para evitar la sobrecarga del transformador T6-261. Además, según lo informado por Shougesa tiene disponible una capacidad de 10 MVAR en capacitores en S.E. San Nicolás 13.8 kV.

6.33 Asimismo, cuando el **COES** en aplicación del numeral 8.1.1 del **PR-12** considera que una intervención atenta contra la seguridad operativa de una subestación, o de un Sistema, solicita al titular de la instalación materia de intervención, una serie de requisitos que reduzcan o minimicen las posibles restricciones de suministro, tal como ocurrió durante la evaluación del **COES** al programa anual de intervenciones del 2020, que para aprobar la intervención en uno (1) de los tres (3) transformadores de la subestación Trujillo Norte (AT12 y luego el AT31), solicitó a **REP**, de acciones que disminuyan restricciones de suministro ante contingencia de un transformador de la subestación, tal como se aprecia en el siguiente e-mail de coordinación:

Figura N° 11

LR Luis Reátegui <luis.reategui@coes.org.pe> Erick Jhony Obando Coral; Mac Mondragon; Javier Gonzales; Panual 4/05/2

Evaluación de intervención en transformadores de la SE Trujillo Norte 220/138 kV - PAI 2020 - 2021

Seguimiento. Completada el jueves, 14 de mayo de 2020.
Respondió a este mensaje el 14/05/2020 09:40.

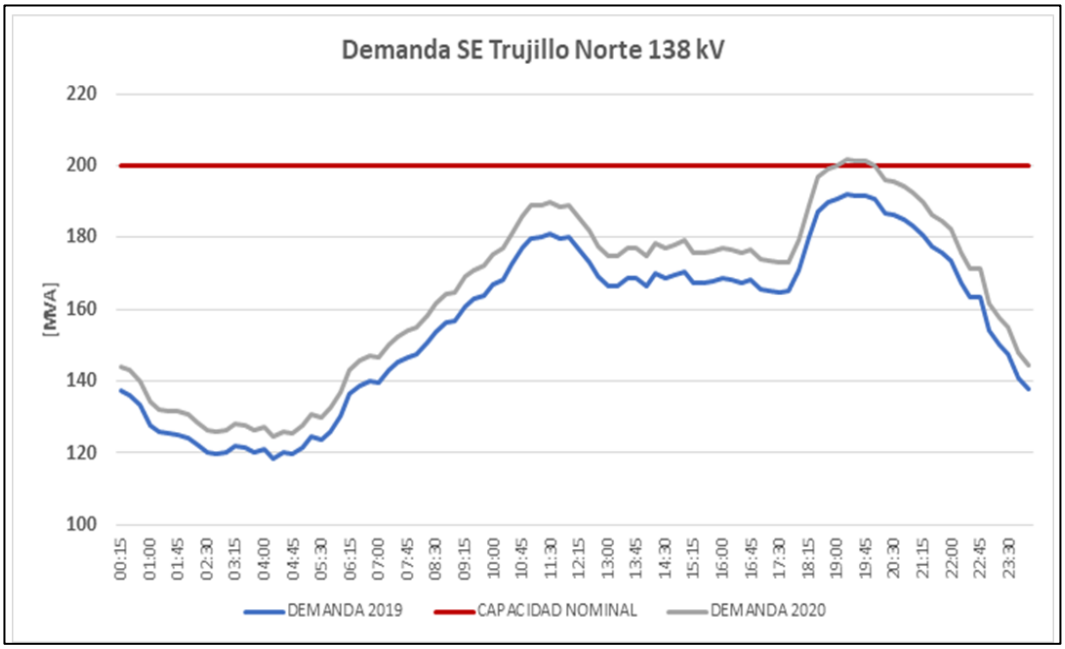
Estimado Erick,

De acuerdo a la reunión de coordinación del PAI 2020 – 2021, se había solicitado el análisis para la intervención en los transformadores de la SE Trujillo Norte 138 kV (AT12-221 y AT31-221) para los meses de agosto y setiembre del 2020. Ante ello se ha evaluado los perfiles de demanda históricos de dicha subestación y se ha se ha considerado un incremento de demanda en la SE Trujillo Norte del 5% del total para el año 2020 (Ver gráfica).

De la evaluación realizada se concluye que, la cargabilidad de los transformadores disponibles en la SE Trujillo Norte llegaría a su capacidad nominal durante los periodos de hora punta, se estima que se encuentren entre el 100% y 105% de su capacidad nominal. Adicionalmente, ante la contingencia de un transformador paralelo se esperaría una restricción de suministros aproximadamente de 100 MW. Poniendo en evidencia que, indisponer veinte días cada transformador (AT12 y AT31) pone en riesgo el suministro de energía en la SE Trujillo Norte.

Al respecto, se solicita que nos envíen una evaluación de los posibles escenarios que ustedes vean conveniente implementar para disminuir el riesgo en la zona ante la posible desconexión de un transformador paralelo.

Figura N° 12



6.34 De acuerdo con lo expuesto, **<u>resulta más que evidente que la programación de los mantenimientos coincidentes de la TV1 y TV2, afectó la seguridad y confiabilidad del Sistema Marcona, por lo que ante la indisponibilidad del T6 (contingencia simple), el COES tuvo que programar y coordinar interrupciones de suministros a los Usuarios Libres del Sistema Marcona</u>**. Este hecho ha sido reconocido por el propio **COES** en las decisiones que resuelven las reconsideraciones presentadas por **REP** por los eventos EV-18-2019, EV-24-2019, EV-29-2019 y EV-32-2019, al señalar en el literal b) del numeral 3.2.17 del documento COES/D-633-2019 con relación al EV-18-2019, lo siguiente:

Figura N° 13

b)	El déficit de generación producido por la indisponibilidad programada por mantenimiento de la unidad TV1 de la C.T. San Nicolás, <u>sí provocó</u> que no se pudiera cubrir la máxima demanda del sistema eléctrico Marcona – San Nicolás, por lo que, este hecho sí podría considerarse como CAUSA ADECUADA de las interrupciones ocurridas el 24.02.2019; sin embargo, para efectos del Evento 018 se descarta esta posibilidad porque dicha unidad ingresó en operación a partir del 17 de febrero de 2019 al concluir su mantenimiento programado.

C. <u>De las transgresiones a la NTCSE ocurridas en los Eventos</u>

6.35 De lo señalado en los literales precedentes se desprende que **la falta de generación en el Sistema Marcona ocasionada por los mantenimientos coincidentes de la TV2 y TV1 fue la CASUA ADECUADA** para que se produzcan las

interrupciones de suministro por rechazo de carga programadas por el COES desde las 05:07 del 04 de febrero de 2019 al 17 de febrero del 2019, pues analizando los **Eventos** de abstracto, se concluye que, la sola indisponibilidad de una transformador de la **SE Marcona** no ocasionaría interrupciones de suministro, ya que la generación entraría a operar para cubrir el desbalance.

6.36 Conforme a ello, si bien existió una falla en el **T6** de la **SE Marcona**, ello es una mera condición de los **Eventos pero no la determinante,** más aun considerando que luego de la falla de dicho transformador, ocurrida a las 18:32 horas del 03 de febrero 2019, este quedó indisponible para su reparación (**mantenimiento correctivo**), y el COES a las 18:56 horas y a las 19:29 horas del mismo día, dispuso el arranque de las unidades Cummins (GD) y TV3 de la **CT San Nicolás** respectivamente, únicas unidades disponibles como reserva de generación.

6.37 Por lo tanto, el Sistema Marcona, luego de iniciada la indisponibilidad del **T6**, debió reconfigurarse con la operación de la reserva de generación (**CT San Nicolás**) en las siguientes 11,6 horas como máximo, desde la orden de arranque del **COES,** de acuerdo con las fichas técnicas de las unidades de generación.

6.38 Cabe recordar, que desde el año 2015, el **COES** dispuso que el Sistema Marcona esté configurado de manera tal que, ante la indisponibilidad de uno de los transformadores, se produzca el rechazo automático de la carga de la S.E. La Mina y la operación de la reserva de generación (**CT San Nicolás**). Sin embargo, la programación del mantenimiento preventivo de la unidad TV1 de la **CT San Nicolás**, cuando la unidad TV2 se encontraba indisponible por mantenimiento correctivo, ocasionó que la reserva de generación en el Sistema Marcona se reduzca de 63.5 MW a 26 MW, lo cual era insuficiente para satisfacer la demanda de la zona.

6.39 Se debe tomar en cuenta, desde un punto de vista técnico, que los Programas de Rechazo de Carga emitidos por el **COES** corresponderían a restricciones de suministro de los Usuarios Libres del Sistema Marcona, dado que estos debieron reducir su consumo de energía en promedio un 10% y no rechazarla.

6.40 A mayor precisión, se tiene que los rechazos de carga son para evitar el colapso del sistema o un parte de este, por la disminución de la tensión, por eso, el operador está facultado a decidir en qué momento efectuar los mismos. También

se puede rechazar la carga para encontrar condiciones eléctricas adecuadas (tensiones y ángulos) para la sincronización de áreas del sistema.

6.41 En el presente caso, las restricciones de suministro ordenadas por el **COES** fueron para evitar que el **T62** se sobrecargue. En efecto, este en situación de congestión, la operación del Sistema Marcona debía mantener su carga por debajo de la capacidad nominal del **T62**. Como confirmación de esta aseveración se muestran los diagramas de corriente del **T62**, presentados por el **COES** para los períodos del 03 al 17 de febrero 2019:

Figura N° 13

Perfil de corriente por el T62 en el Evento 8 del 03 al 06 de febrero de 2019

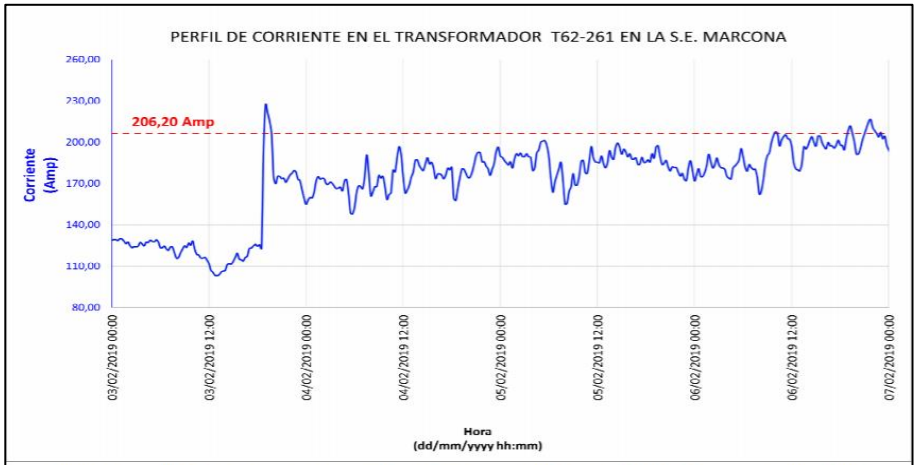


Figura 6. Perfil de corriente y capacidad del transformador T62-261 de la S.E. Marcona (Fuente: REP)

Figura N° 14

Perfil de corriente por el T62 en el Evento 11 del 07 al 13 de febrero de 2019

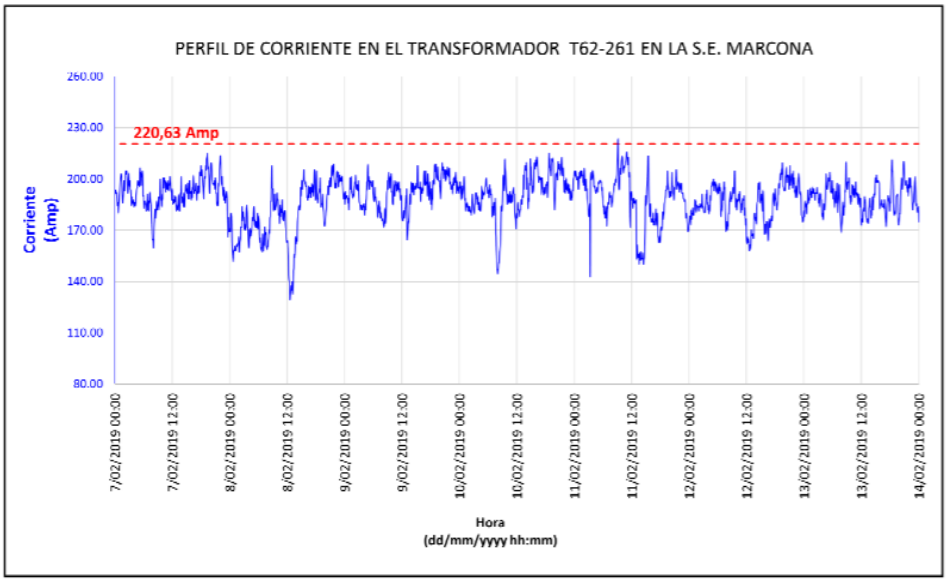


Figura 6. Perfil de corriente y capacidad del transformador T62-261 de la S.E. Marcona (Fuente: REP)

Figura N° 15
Perfil de corriente por el T62 en el Evento 12 del 14 al 17 de febrero de 2019

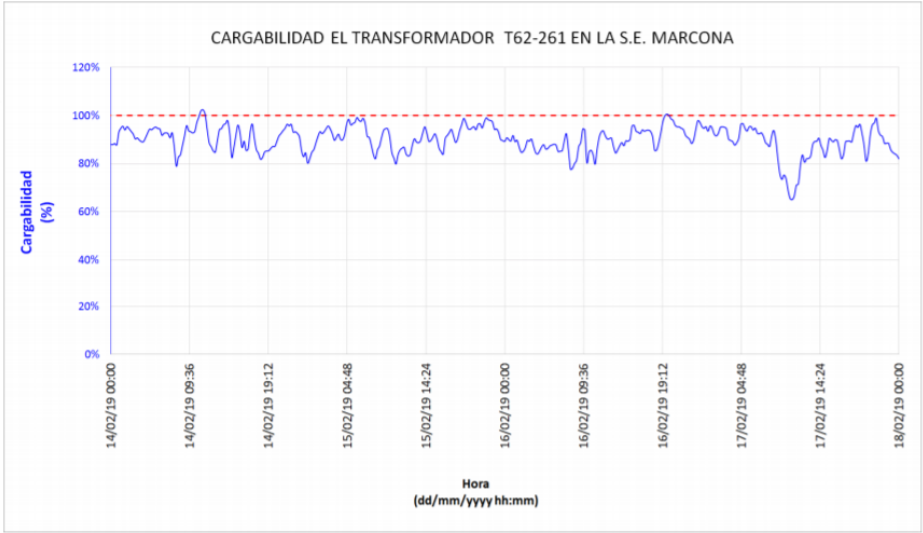


Figura 7. Perfil de corriente y capacidad del transformador T62-261 de la S.E. Marcona (Fuente: REP)

6.42 En estos diagramas se muestra que no hubo prácticamente sobrecarga del **T62**, porque no se excedió la capacidad del transformador. En efecto, en el primer diagrama correspondiente al período entre el 03 al 06 de febrero de 2019, después de la sobrecarga y desconexiones de carga automática y manual, en la noche del 03 de febrero de 2019, al salir de servicio el transformador **T6**, solo se advierten dos cortas y ligeras sobrecargas en la noche del 06 de febrero de 2019.

6.43 Similarmente, en el segundo diagrama correspondiente al período entre el 07 al 13 de febrero de 2019, solo se advierte una muy corta y muy ligera sobrecarga en la mañana del 11 de febrero de 2019. Finalmente, en el tercer diagrama correspondiente al período entre el 14 al 17 de febrero de 2019, solo se advierte una corta y ligera sobrecarga en la mañana del 14 de febrero de 2019.

6.44 En conclusión, exceptuando la situación inicial y unos poquísimos casos aislados, entre el 03 al 17 de febrero de 2017, no hubieron “sobrecargas” del **T62**, por consiguiente, no existieron “rechazos de carga” para aliviarlas.

6.45 Por otro lado, la décimo tercera disposición final de la NTCSE establece que, para todos los efectos, constituyen interrupciones de rechazos de carga las interrupciones originadas por:

> *"…b) El rechazo de carga manual por disposición del Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema…"*

6.46 En el presente caso, los rechazos de carga (restricciones de suministro) ocurridos del 04 de febrero 2019 al 17 de febrero 2019 no fueron coordinados en tiempo real por el Operador como manda la NTCSE. Estos fueron programados en los correspondientes programas diarios de intervenciones, tal como se muestra en el **ANEXO A-19,** y fueron de conocimiento previo por parte de los Usuarios Libres involucrados.

VII. FUNDAMENTOS DE LA PRETENSIÓN SUBORDINADA DE LA SEGUNDA PRETENSIÓN PRINCIPAL

7.1 En el supuesto negado que el Tribunal Arbitral, considere responsable a **REP** por las interrupciones de suministro por rechazos de carga manual de los Usuarios Libres del Sistema Marcona desde las 05:07 horas del 04 de febrero de 2019 hasta el 17 de febrero de 2019, se le deberá de exonerar del pago de compensaciones, **debido a la situación de congestión que se presentó durante todo el periodo en el que se desarrollaron los Eventos, en aplicación del inciso (iii), del literal d) del numeral 3.5 de la NTCSE**, **tal como ha sido ampliamente expuesto en el numeral V de la presente demanda.**

VIII. MEDIOS PROBATORIOS

Como sustento de la presente demanda, cumplimos con ofrecer los siguientes medios probatorios:

- **ANEXO A-1:** Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-008-2019.
- **ANEXO A-2:** Decisión COES/D/DO-146-2019.
- **ANEXO A-3:** Decisión COES/D/DO-159-2019.
- **ANEXO A-4:** Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-011-2019.
- **ANEXO A-5:** Informe final de fallas de la TV3 de C.T. San Nicolás.
- **ANEXO A-6:** Informe técnico COES/D/DO/SEV/IT-012-2019.

- **ANEXO A-7:** Decisión COES/D/DO-169-2019.
- **ANEXO A-8**: Recursos de Reconsideración presentados por **REP** para los **Eventos**.
- **ANEXO A-9**: Recursos de Apelación presentados por **REP** para los **Eventos**.
- **ANEXO A-10**: Decisiones emitidas por el **COES** sobre los Recursos de Reconsideración presentados por **REP**.
- **ANEXO A-11**: Decisiones emitidas por el **COES** sobre los Recursos de Apelación presentados por **REP.**
- **ANEXO A-12:** Informe de Análisis de la Ejecución del Despacho Económico febrero 2019 COES/D/DO/SEV-INF-0025-2019.
- **ANEXO A-13:** Informes de Evaluación de la Operación Diaria del COES para los días 3 y 4 de febrero de 2019.
- **ANEXO A-14:** Programas de Intervenciones semanales y diarios emitidos por el COES.
- **ANEXO A-15**: Decisiones del **COES** que resuelven las impugnaciones presentadas por REP por los Eventos 024, 029 y 032-2019.
- **ANEXO A-16:** CS000350-14011348 de fecha 04 de noviembre de 2014.
- **ANEXO A-17:** Informe COES DP-SNP-EO-054-2014 "Revisión de Estudio de Operatividad S.E. MINA SHOUGANG de 60 kV y Línea de Transmisión de 34.5 kV" de fecha 07 de noviembre de 2014.
- **ANEXO A-18:** Carta COES/D/-633-2019 que contiene la decisión del **COES** respecto a la impugnación presentadas por **REP** para el Evento 018-2019.
- **ANEXO A-19:** Programa de Restricciones de Suministros

POR TANTO:

A usted, señor Presidente del Tribunal Arbitral, solicitamos tener por presentada la demanda, así como por ofrecidos los medios probatorios antes referidos y en su momento declararla fundada.

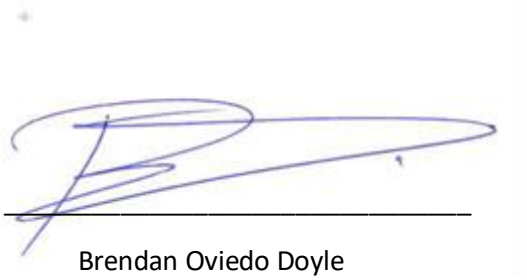
PRIMER OTROSÍ DECIMOS: Que, en calidad de Anexos, acompañamos a la presente demanda los documentos descritos en el Título VIII como **Anexo A-1** al **Anexo A-18**.

SEGUNDO OTROSÍ DECIMOS: Que, remitimos por medios electrónicos un Dropbox o medio de almacenamiento informático análogo con todos los documentos señalados en el Título VIII.

TERCERP OTROSÍ DECIMOS: Que, en relación con nuestros abogados patrocinantes y representantes en este proceso, señalados en nuestra Solicitud Arbitral, ratificamos el nombramiento de los doctores Jorge Zubiate Henrici, Brendan Oviedo Doyle, Christian

Delgado y Evelyn López Tuesta, miembros del Estudio Hernández & Cía. Abogados, e incorporamos, a la doctora Daniela Falcone Palacios, también miembro del Estudio Hernández & Cía. Abogados, para cuyo efecto indicamos su respectivo correo electrónico: dfalcone@ehernandez.com.pe

Lima, 30 de junio de 2020



Brendan Oviedo Doyle