Sumilla: Recurso de Apelación
Carta: Carta COES/D-382-2020

A LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Red de Energía del Perú S.A., en adelante **REP**, con RUC N° 20504645046, debidamente representada por su apoderado Jorge Armando Velarde Núñez Melgar, con DNI N° 10736233, según Poder que se adjunta, con domicilio en Avenida Juan de Arona N° 720 oficina 601, San Isidro, por la asignación de responsabilidad por las interrupciones de suministros en el SEIN, ocurridas el día 04 de enero de 2020, a usted atentamente decimos:

Que, con fecha 16 de junio de 2020, a través del documento COES/D-382-2020 de la Dirección Ejecutiva del COES (DCOES) se nos declaró infundado el recurso de reconsideración presentado por mi representada contra la decisión impugnada donde se nos asignó responsabilidad por la interrupción de suministros por desconexión del transformador T95-261 de la S.E. Marcona y por demoras en la recuperación de suministros interrumpidos, ocurridos el día 04 de enero de 2020, referido al evento EV-001-2020.

Que, de acuerdo al Artículo Décimo Primero del Estatuto del Comité de Operación Económica del Sistema, en adelante COES, y dentro del plazo establecido, **INTERPONEMOS RECURSO DE APELACIÓN CONTRA LA DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES N° COES/D-382-2020**, notificada con fecha 16 de junio 2020, en virtud de las consideraciones de hecho y derecho que a continuación exponemos:

I. Fundamentos de Hecho

Los fundamentos de hecho que sustentan nuestro petitorio de asignar responsabilidad por el EV-001-2020 a la empresa ABY Transmisión Sur, son los siguientes:

A. De la desconexión del transformador T95-261 220/60 kV

1.1 De acuerdo con el informe técnico N° COES/D/DO/SEV/IT-001-2020 (Informe), a las 06:28:12.037 horas del día 04 de febrero de 2020 se inició una falla monofásica fase “S” en la subestación Poroma 500 kV, la cual no fue despejada por la protección diferencial de barras (87B) de la subestación, de propiedad de ABY Transmisión Sur, activándose las funciones de respaldo para abrir los interruptores asociados a la barra A de las líneas L-5032 (Chilca – Poroma) y L-5031 (Colcabamba – Poroma). Posteriormente, ante la inoperancia de la protección diferencial de barras para desconectar la barra A de 500 kV de la subestación Poroma, la falla inicial evolucionó a una falla bifásica fases S y T, con lo cual desconectaron las líneas L-5034 (Poroma – Ocoña); L-5033 (Poroma – Yarabamba), L-5032 (Chilca – Poroma) y L-5031 (Colcabamba – Poroma), por actuación de las funciones de distancia en zona 2 y zona 3. Finalmente, a las 06:29:56.824 horas desconectó el autotransformador AUT-5371 de la subestación Poroma, por actuación de la función 51N, desconectando toda la subestación Poroma 500 kV y despejando la falla en la barra A de la subestación.

1.2 Desde el inicio de la falla en la barra A hasta la desconexión del autotransformador AUT-5371 de la subestación Poroma, con el cual se despejó totalmente la falla, **transcurrieron 1 minuto 44 segundos**, atribuibles a la inoperancia de la protección diferencial de la subestación Poroma de propiedad de ABY Transmisión Sur.

1.3 Como consecuencia de la falla en la barra A de la subestación Poroma y las posteriores desconexiones de líneas en 500 kV ya mencionadas, la calidad de producto se fue deteriorando al producirse una sobretensión en la subestación Poroma y en las barras adyacentes a esta. Tal es el caso que en la subestación Marcona 220 kV, la tensión alcanzó el valor rms de 255 kV, tal como el propio COES advierte en su informe técnico (Figura 01):

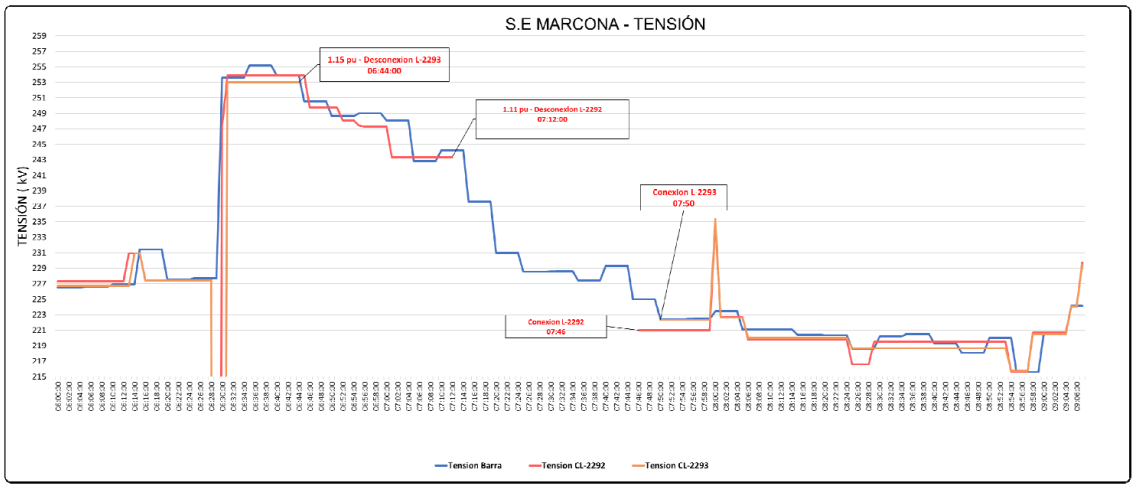

Figura 01 – Tensiones en Marcona, día 04-01-20. Fuente: Informe COES

1.4 Como consecuencia del deterioro de la calidad de producto, en la S.E. Marcona a las 06:28:20.492 horas, 76 ms después de ocurrida la falla monofásica, fase R, en la línea L-5034 (Poroma – Ocoña) y después de 3103 ms de iniciada la falla bifásica fases S y T en la barra "A" 500 kV de la subestación Poroma (según información del COES), desconectó el transformador T95-261 210/62.3 kV de la subestación Marcona, por actuación de la protección diferencial del transformador en su zona restringida (87R Restrained Element).

La actuación de la protección diferencial fue por el efecto de la **saturación del núcleo del transformador de potencia**, ocasionado por la sobretensión registrada en el sistema. Dicha sobretensión asimétrica se puede apreciar en los oscilos registrados por los relés de la línea L-2211 y del transformador T95-261 de la S.E. Marcona, (figuras 02 y 03 respectivamente):

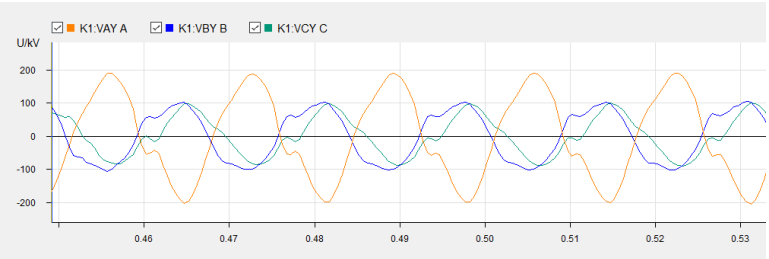

Figura 02 – Tensión de fase, registrada por el relé de la L-2211 en la SE Marcona

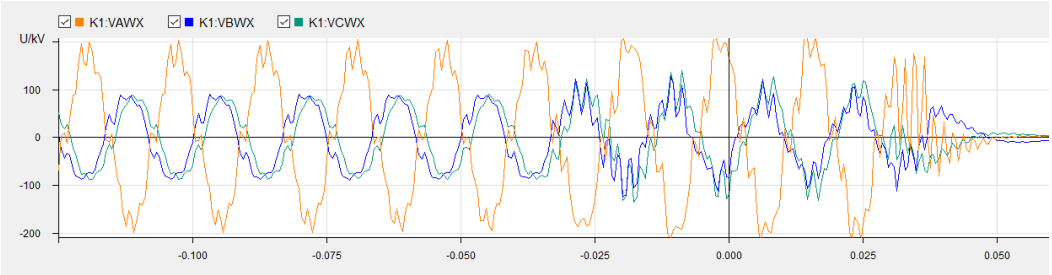

Figura 03 - Tensión de fase, registrada por el relé del T95 en la SE Marcona

B. De las demoras en el restablecimiento del servicio eléctrico

1.5 Producto de la sobretensión en el SEIN, en la subestación Independencia se desconectaron los servicios auxiliares de la subestación, debiendo conectarse automáticamente el grupo electrógeno, lo cual no ocurrió por quemarse la bobina del contactor normalmente cerrado (RED). Este contactor es el encargado de habilitar la conexión automática del grupo electrógeno. (Ver Figura 04).

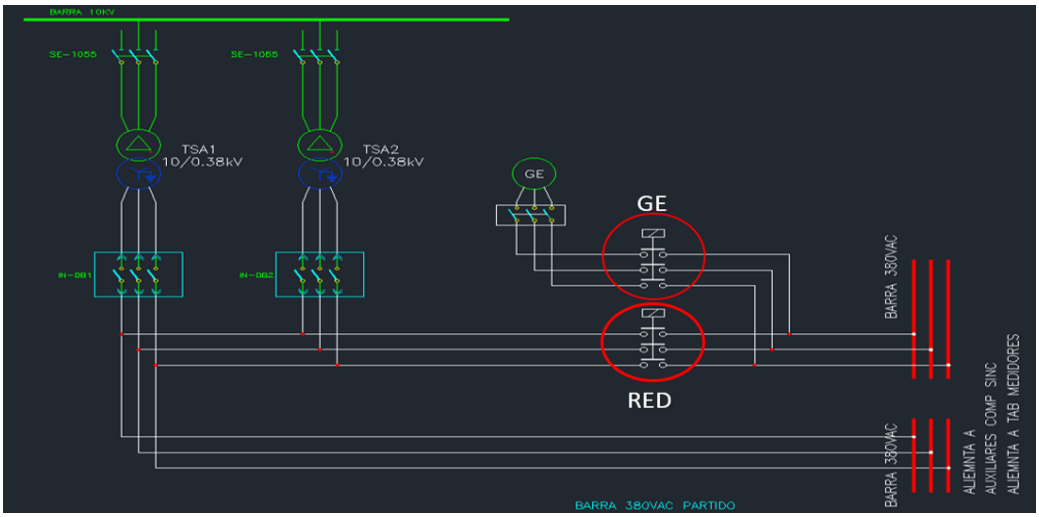

Figura 04 – Diagrama sistema de transferencia de servicios auxiliares SE. Independencia

1.6 La no conexión del grupo electrógeno hizo que se pierda la alimentación en los equipos de comunicaciones conectados en la red 380 VAC de la subestación Independencia. Esto ocasionó que se pierda la supervisión de la subestación Independencia y también de la subestación Ica (durante el evento, la comunicación de la S.E. Ica con el SCADA de REP era a través del enlace de comunicación de la S.E. Independencia), lo cual imposibilitó efectuar maniobras a distancia en el reactor R-2 y en la celda 220 kV L-2210 en las subestaciones Independencia e Ica, respectivamente.

1.7 Los hechos y las evidencias demuestran que minutos antes de la falla en la subestación Poroma, REP sí disponía de supervisión en las subestaciones Ica e Independencia (06:25 horas) tal como se muestra en la Figura 05, y que luego de ocurrida la falla (06:28 horas) las medidas de tensión en la subestación Independencia se congelaron (06:30 horas), hasta el momento en el que el asistente de la subestación logró efectuar la conexión manual del grupo electrógeno (07:45 horas).

TIME	SE	'L-2210 TENSION V-RS'_Value
4/01/2020 06:15	INDEPENDEN 220	223.6479
4/01/2020 06:20	INDEPENDEN 220	222.0704
4/01/2020 06:25	INDEPENDEN 220	221.7599
4/01/2020 06:30	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 06:35	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 06:40	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 06:45	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 06:50	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 06:55	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:00	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:05	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:10	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:15	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:20	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:25	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:30	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:35	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:40	INDEPENDEN 220	220.7388
4/01/2020 07:45	INDEPENDEN 220	226.1455
4/01/2020 07:50	INDEPENDEN 220	225.0115
4/01/2020 07:55	INDEPENDEN 220	223.4255

Figura 05 – Medidas de tensión cada 5 minutos de la S.E. Independencia, día 04-01-2020

1.8 A las 06:35 horas, el Centro de Control de REP (CC-REP) informó al Centro de Control de COES (CC-COES) la pérdida de supervisión en las subestaciones Ica e Independencia. Además, se les indicó que en 30 minutos se tendría personal en la subestación Independencia para efectuar las maniobras en el reactor R-2.

1.9 La recuperación de carga interrumpida en la subestación Marcona inició a las 07:14 horas, luego que el CC-COES coordinara la desconexión de las líneas L-2292/2293 (Marcona – Poroma) y la conexión del reactor R-2 de independencia.

1.10 Por tal motivo, el CC-COES tenía conocimiento que no se podían efectuar maniobras en el reactor R-2 de Independencia desde las 06:35 horas, por lo

que tuvo mas de 30 minutos para coordinar las desconexiones de las líneas L-2292 y L-2293, a fin de reducir la tensión en la subestación Marcona, e iniciar la recuperación de suministros interrumpidos en dicha subestación. Tal como se mencionó en la reconsideración, los pedidos del CC-REP al CC-COES para desconectar las líneas L-2292/2293 (Marcona – Poroma) fueron:

- A las 06:39 horas (minuto 02:13 del audio REP_1264397)
- A las 06:50 horas (minuto 06:46 del audio REP_1243713)
- A las 07:09 horas (minuto 24:26 del audio REP_1243713)

C. Comentarios al análisis efectuado por el COES a los argumentos de reconsideración de REP

1.11 En el numeral 3.3.15 se indica: *"…durante el evento no se produjo una falla interna en el transformador T95-261 que justifique esta actuación, con lo cual se concluye que la actuación de la protección diferencial (87T) fue incorrecta…"*

Del análisis efectuado nos ratificamos en indicar que la actuación del relé diferencial del transformador T95-261 de la S.E. Marcona fue correcta, y a causa de la sobretensión registrada en el SEIN, la cual provocó la saturación del núcleo del transformador T95-261, tal como se explica a continuación:

En el modelo equivalente de un transformador de potencia (Figura 06), se observa que se pueden presentar dos (02) tipos de saturación asociados a los elementos del transformador: i) saturación del transformador de corriente (TC) y, ii) saturación del núcleo del transformador de potencia. La diferencia entre ambos son las consecuencias originadas por cada una de ellas y sus repercusiones son reflejadas en el devanado secundario del TC, producto de la distorsión de la onda sinusoidal en ambos devanados del transformador de potencia, las cuales se detallan:

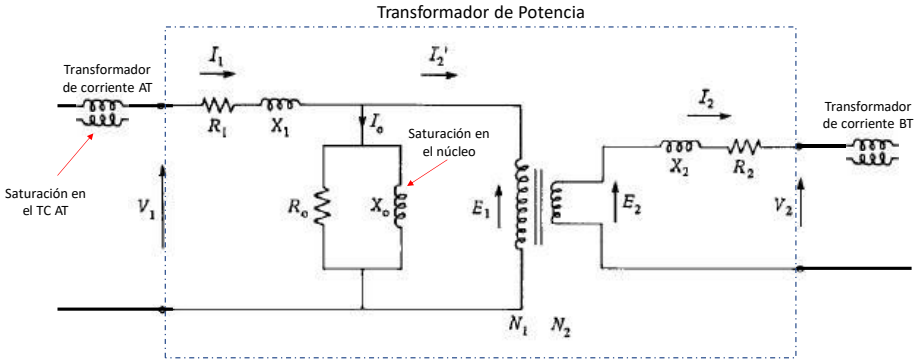

Figura 06-Circuito Equivalente de un transformador de potencia (V1: Primario, V2: Secundario)

i) Cuando se satura el transformador de corriente (Figura 7 b), el lado primario del TC (Ip) mantiene la forma de onda sinusoidal mientras que en el secundario del TC, la corriente se deforma y esto es lo que nosotros apreciamos en los relés de protección. Sin embargo, las corrientes por los devanados primarios y secundarios del transformador de potencia no sufren ninguna distorsión significativa.

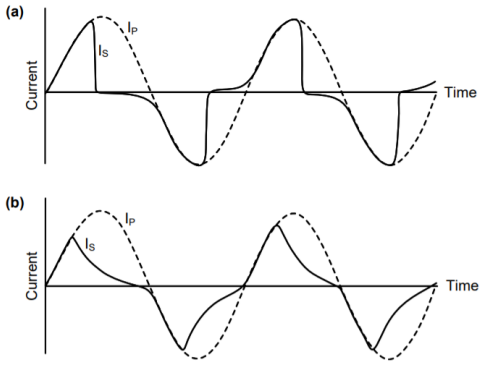

Fig. 6. Saturated waveshapes for resistive (a) and resistive-inductive (b) loads

Figura 07 - Saturación de un transformador de corriente en AT

Además, se sabe que las corrientes diferenciales son la sumatoria vectorial de 2 elementos o más, que protegen a un equipo del sistema de potencia. En este caso, el transformador de potencia cuenta con corrientes de los devanados de alta y baja tensión, que en operación normal la sumatoria teórica de estas medidas debe de ser cero (0) ya que están en una misma dirección. Cuando ocurre una falla interna en el transformador, el sentido de la corriente en un devanado cambia y la sumatoria vectorial es muy

diferente de cero (0), presentándose lo que conocemos como corriente diferencial.

En el caso de la saturación de un TC ubicado en el devanado de alta tensión de un transformador, las ondas de corriente reflejadas en el secundario del TC se distorsionarían (recorte de la onda), similar a las que se muestran en la figura 8, mientras que las corrientes por el secundario del TC ubicado en el devanado de baja tensión (IBT) del transformador no sufriría ninguna distorsión. En la figura 8 también se representan en flechas color rojo, la sumatoria de corrientes diferenciales que no llegan a sobrepasar la corriente nominal del transformador de potencia, pero sí se generan corrientes diferenciales.

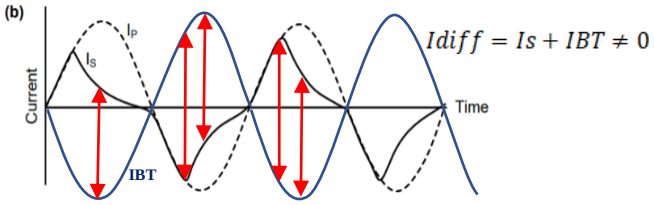

Figura 8 - Corrientes diferenciales debido a la saturación del transformador de corriente (IBT = Corriente del devanado de baja tensión del transformador de potencia; IP e IS = Corrientes del primario y secundario del TC de alta tensión.

En conclusión, en la saturación de un TC, solo se distorsiona la onda de corriente del lado secundario del TC, mientras que las ondas de corriente por todos los devanados del transformador de potencia no sufren ninguna alteración.

Sin embargo, en el evento del 04 de enero 2020, las corrientes por los devanados de alta y baja tensión del transformador de potencia T95-261 presentan distorsiones de la onda sinusoidal (Ver Figura 09) y por lo tanto son totalmente diferentes a las que se presentarían si se hubiese saturado uno de sus TC's. Como consecuencia de ello, las corrientes diferenciales registradas por el relé 87T fueron superiores al doble de la corriente nominal del transformador de potencia, esto solo tiene una explicación: **la saturación del núcleo del transformador de potencia.**

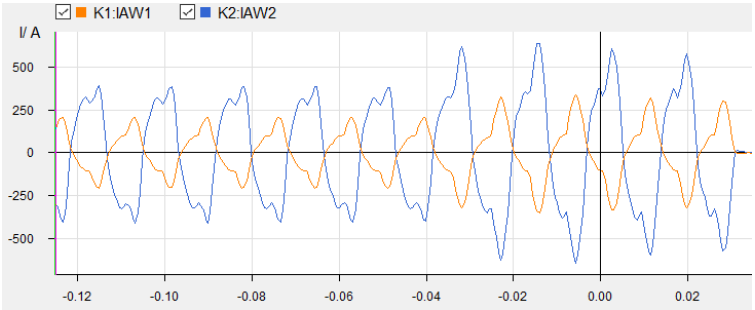

Figura 09 - Corriente del devanado de alta y baja tensión del T95.

Por otro lado, el manual del fabricante del relé diferencial de transformador T95 (relé SEL 387-E) indica que (Figura 10) ***"…la protección diferencial provee una protección segura ante saturación de TC's, cambio de taps y energizaciones…"***, sin embargo, en los ajustes de la protección diferencial no se garantiza la atenuación de los efectos de la saturación del núcleo del transformador de potencia, dado que las corrientes diferenciales que se presentan en este fenómeno son mayores.

Differential Element

Application Description	Protect your apparatus with dual-slope percentage differential protection. Percentage differential protection provides more sensitive and secure protection than traditional differential protection; the dual-slope characteristic compensates for CT ratio mismatches, CT ratio errors, CT saturation, and errors because of tap changing.

Figura 10 - Manual SEL 387-E

Además, en la curva característica de la protección diferencial extraída del manual del fabricante (Figura 11), la zona de restricción o restraining región, evita actuaciones por errores de medición, saturación de transformadores de corriente, energizaciones, cambios máximos de Taps.

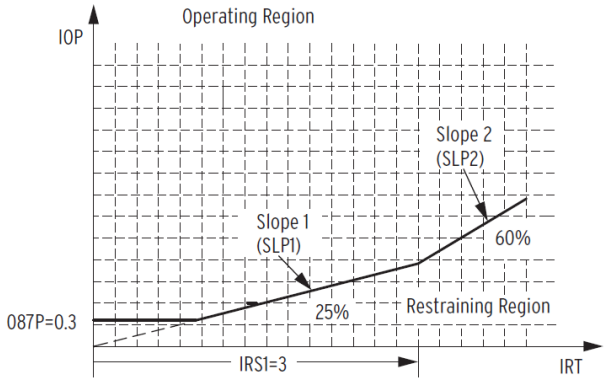

Figure 3.1 Percentage Restraint Differential Characteristic

Figura 11 - Curva de protección de la función diferencial

Para mayor análisis, se ha graficado la curva característica de la protección diferencial del transformador T95, donde se muestran los valores diferenciales registrados el día del evento, y se aprecia notoriamente que esos valores están fuera de rango de ser una saturación del TC. Esa zona de saturación del TC se ubica en el círculo de la figura 12, porque cuando se da este fenómeno, las corrientes son como máximo la mitad del valor nominal del transformador de potencia, es decir, alcanzarían el valor de 70 amperios de corriente diferencial, sin embargo, en el evento del día 04 de enero, la corriente diferencial superó los 170 amperios. (También en la figura 12 se aprecia la corriente máxima diferencial para el mínimo TAP que es de 15 Amp, de acuerdo al estudio de operatividad del T95).

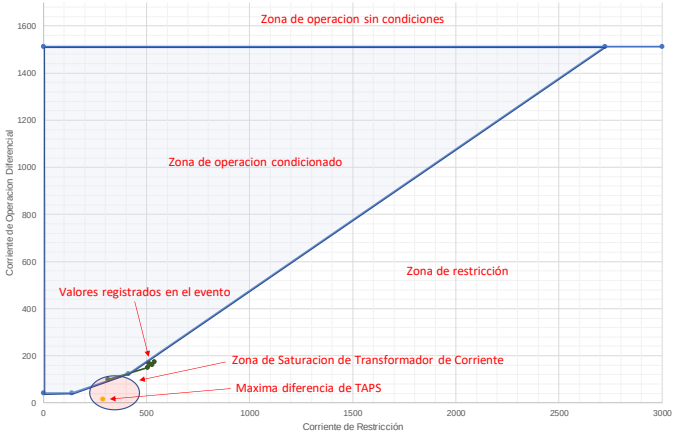

Figura 12 - Curva de diferencial de transformador del T95

Además, se realizó una simulación de la saturación de un transformador de potencia, donde se obtuvieron corrientes diferenciales similares a las presentadas el día de evento, tal como se puede apreciar en la Figura 13 y los resultados en la tabla 01.

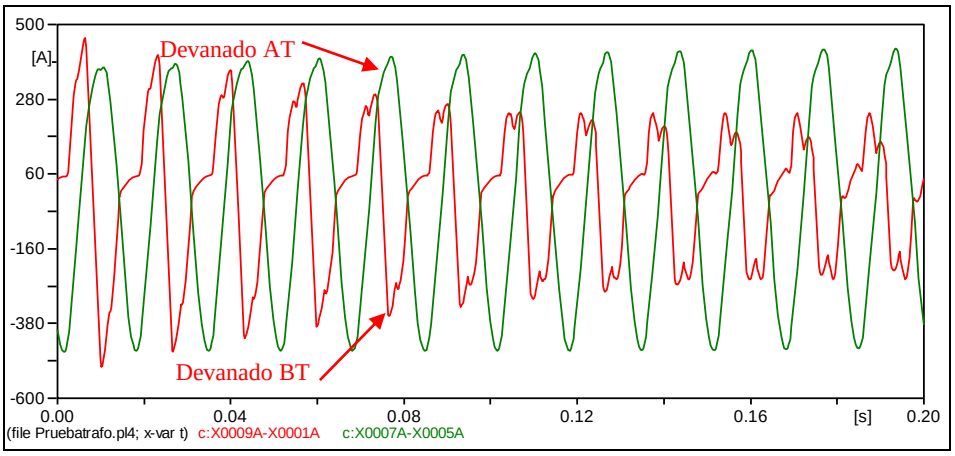

Figura 13 - Simulación de una sobretensión en un transformador, se aprecia corriente diferencial de una fase entre un devanado de alta y baja tensión.

Tension aplica	RTC	Registrado Prim	Registrado Sec	Lado Prim	Idiferencial
220	9.61	308	38.76	32.06	6.7
250	9.61	350	46	36.43	9.6
280	9.61	387	72	40.28	31.7
300	9.61	373	293	38.83	254.2
330	9.61	405	347	42.16	304.8

Tabla 01 - Corrientes diferenciales ante las tensiones de línea aplicadas en un transformador

Por todo lo expuesto, podemos concluir que el día del evento, la saturación del núcleo del transformador de potencia afectó la onda de corriente del devanado de baja tensión del transformador, y ocasionó que la corriente diferencial producto de esta distorsión, sea superior al ajuste, descartando de esta manera que la saturación presentada sea la de un TC. Además, queda demostrado que la operación de la función diferencial del transformador T95 fue a causa de la sobretensión que se generó en el sistema, originada por la no actuación de la protección diferencial de barras de la SE Poroma, de propiedad de ABY Transmisión Sur.

1.12 En el numeral 3.3.16 se indica: *"…que los efectos de una eventual saturación de un transformador de potencia deben ser mitigados mediante la selección adecuada de la característica de operación de protección diferencial…",* y adiciona que *"…no se presentaron efectos similares en los transformadores de las subestaciones Hierro y Flamenco…".* Además, menciona que *"…ese efecto también debió hacer desconectar el T62 de la misma SE Marcona…"*

Al respecto, como se mencionó en el numeral 1.11 del presente documento, la saturación de un transformador de potencia no puede ser mitigada con una adecuada característica de la protección diferencial ya que los valores de las pendientes de las curvas de protección evitan disparos por errores en el TC, medición, cambio de TAP's, energización y saturaciones de TC's, mas no evita el disparo ante la saturación del transformador de potencia.

Además, es incorrecto indicar que los efectos de una sobretensión asimétrica en Marcona tengan el mismo efecto en todos los transformadores del sistema, tales como los de las subestaciones Flamenco y Hierro, debido a que las tensiones nominales de estos transformadores son de 220 kV, mientras que la tensión nominal del T95 es de 210kV. Además, el fabricante del

transformador ABB establece que el límite máximo de soportabilidad de tensión permanente es del 10% de su tensión nominal en TAP central, en este caso los transformadores de la subestación Marcona están próximos a ese valor nominal (2% del límite), tal como se muestra en perfil de tensiones de la barra 220 kV de la S.E. Marcona de la figura 14. Por lo tanto, esta operación en condiciones normales de la subestación Marcona agrava los efectos que produciría una sobretensión en el sistema ocasionando la saturación del núcleo del transformador y posterior disparo de la protección diferencial, tal como ocurrió el día 04 de enero 2020. Este límite máximo de tensión de operación fue advertido en el estudio de operatividad del transformador T95.

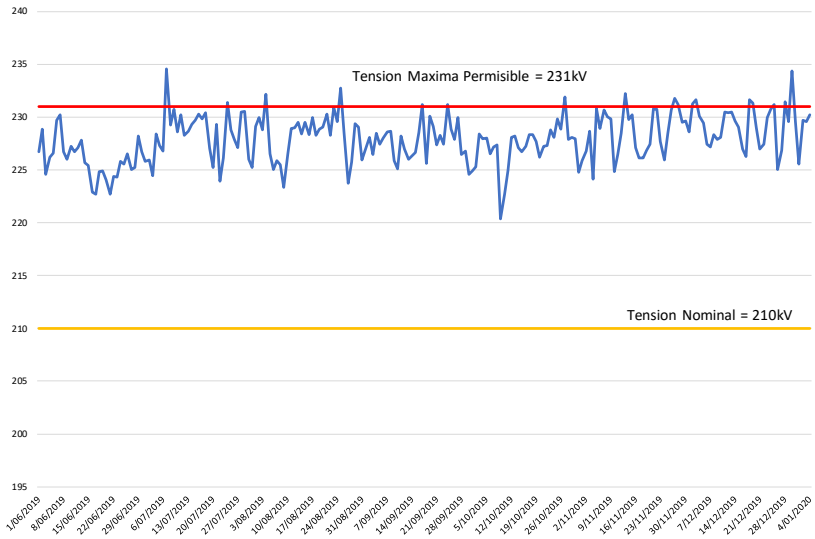

Figura 14 - Tensiones máximas registradas en el T95 220kV

Por otro lado, las medidas minuto a minuto registradas por el SCADA de REP, muestra que la desconexión de los transformadores T62 y T95 ocurrieron casi en el mismo instante (Figura 15), pero de acuerdo a lo indicado por el COES, solo la desconexión del transformador T62 de Marcona fue correcta, sin embargo, no consideraron que el origen de la desconexión del T95 es la misma que la del T62 (sobretensión asimétrica en el sistema); sin embargo, el desbalance de corriente producido en el T62 superó el umbral de ajuste del lado 220 kV (se registró 250 Amperios de desbalance lo cual ocasionó la actuación de la función de sobrecorriente entre 1.5 y 2 segundos). Los ajustes de la protección sobrecorriente y diferencial de los transformadores de potencia T62 y T95 de Marcona se muestran en la tabla 02. Estos ajustes

están de acuerdo con el ECP 2018 y al Estudio de Operatividad del T95 aprobado por el COES.

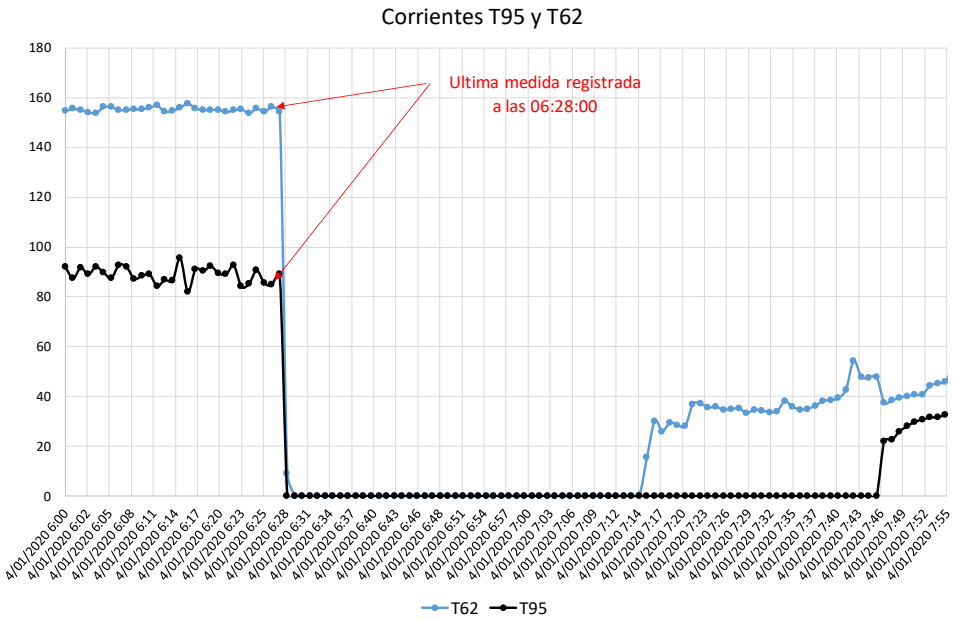

Figura 15 - Corrientes registradas en el orden de minutos para el T95 y T62, la desconexión se aprecia entre las 06:28:00 y 06:29:00.

		T95	T62
Potencia		50 MVA	75 MVA
Relacion de Transformacion		200/1	400/1
Sobrecorriente			
50N	Iarranque	1600 Amp	1500 Amp
	Tiempo	0.1s	0.1s
51N	Iarranque	50A	84A
	Dial	0.32	0.24
	Curva	IEC Normal Inverse	IEC Normal Inverse
Diferencial			
87T	Irestringida	41 Amp	62 Amp
	IRS	412.2 Amp	618 Amp
	Pendiente 1	30%	25%
	Pendiente 2	60%	50%
	I no restringida	1511.4 Amp	4120 Amp

Tabla 02 - Ajustes 50N, 51N y 87T de los transformadores de la SE Marcona

Finalmente, el efecto ocurrido el día 04 de enero 2020 sobre ambos transformadores es el mismos; sin embargo, dado que los ajustes de sobrecorriente son diferentes por la diferencia entre sus potencias nominales, los tiempos de actuación de sus protecciones no son las mismas. Por consiguiente, de no haber desconectado el T95 por la actuación de la protección diferencial, hubiese desconectado por actuación de su protección

de sobrecorriente en 2.5s aproximadamente, dado que se registró corrientes entre 105 y 120 Amperios de desbalance.

1.13 En el numeral 3.3.18 se indica que: *"…la protección 87T solo debe de actuar ante fallas internas en el transformador…"*

Al respecto, debemos indicar que de acuerdo a la simulación efectuada y cuyos resultados se muestran en la figura 12 y tabla 01, sí es posible que la protección diferencial de un transformador actúe ante la saturación del transformador de potencia, lo cual contradice lo indicado por el COES que esta protección solo debe actuar ante fallas internas del transformador. En esta simulación de saturación de un transformador de potencia, se simularon inyecciones de tensiones por encima de su valor nominal hasta el valor registrado en el evento (375 kV), y en los resultados se presentaron corrientes diferenciales de un valor superior a su ajuste por default.

Por lo tanto, reiteramos que la afirmación del COES de que la protección diferencial no debe actuar ante la saturación de un transformador de potencia es errada, por lo que, de acuerdo a las simulaciones efectuadas, las sobretensiones generadas en el sistema sí puedan comprometer y llegar a saturar el núcleo del transformador y hacer operar la protección diferencial.

1.14 En el numeral 3.3.31 se indica que *"…el COES evalúa en forma integral el estado post-falla de la red y, en base a la información disponible por parte de los Agentes, decide la mejor estrategia para realizar el restablecimiento del sistema…"*

Al respecto debemos indicar que, en este evento, la única subestación afectada y donde se produjo interrupción de suministros fue la subestación Marcona, donde se conectan usuarios libres y **regulados.**

Por lo tanto, dado que a las 06:35 horas REP manifestó al COES que tenía problemas con la supervisión remota de las subestaciones Ica e Independencia, la única alternativa que se tenía para el control de tensión en la barra 220 kV de Marcona y recuperar la carga interrumpida, era

desconectando las líneas L-2292 y L-2293 (Marcona – Poroma) cuyo titular es la empresa ABY Transmisión Sur, lo cual ocurrió recién a las 07:12 horas.

1.15 En el numeral 3.3.33 se indica que *"…por la corta longitud de estas líneas (L-2292 y L-2293), su efecto es marginal en el control de tensión…",* además, se manifiesta que *"…dada esta poca potencia reactiva inyectada, en las condiciones imperantes en el momento del evento (tensión de 253 kV en la S.E. Marcona), su desconexión tiene efectos mínimos en reducir la tensión. Esta afirmación se corrobora con la maniobra realizada a las 06:44 horas, cuando se desconectó la línea L-2293, en donde la tensión en la S.E. Marcona disminuyó desde 253,89 kV hasta 249, 72 kV…"*

Tal como se muestra en la figura 16, el reactor R-2 de la S.E. Independencia se encuentra a 210 km de la subestación Marcona, siendo Independencia una barra fuerte comparado con Marcona que quedó energizada de forma radial, por lo que el control directo de la tensión en la barra 220 kV de Marcona, en las condiciones en las que quedó el SEIN, era desconectando las líneas L-2292 y L-2293, considerando además que REP a las 06:35 horas informó al COES de los problemas de operación remota en las subestaciones Ica e Independencia y con lo cual no era posible operar el reactor R-2 y la celda de la L-2210 en Ica.

Por otro lado, el COES manifiesta que la desconexión de las líneas L-2292 y L-2293 tiene efectos mínimos en reducir tensión en Marcona. ¿Entonces, porqué motivo COES coordinó tardíamente la desconexión de las líneas L-2293 y L-2292 a las 06:43 horas y 07:12 horas?

De acuerdo con lo descrito en el informe técnico COES/D/DO/SEV/IT-001-2020, se evidencian problemas de CC-ATS (Centro de Control de ABY Transmisión Sur) para realizar maniobras en la subestación Poroma, para cerrar el anillo 500/220 kV y para desconectar las líneas L-2292 y L-2293, tal como se describe a continuación:

- A las 06:42 hrs, el CC-ATS no puede desconectar la L-2292, ante pedido del COES, sin embargo. a las 06:44 hrs el CC-ATS desconectó la línea paralela L-2293.

- A las 06:47 hrs, el CC-ATS no puede cerrar el interruptor de la L-5032 en Poroma, ante pedido del COES.

- A las 06:58 hrs, el CC-COES reitera su pedido al CC-ATS de cerrar el interruptor de la L-5032 en Poroma.

- A las 06:59 hrs, el CC-ATS informa que tiene problemas para cerrar el interruptor del reactor REB-5350 en Poroma.

- A las 07:03 hrs, el CC-ATS nuevamente informa que tiene problemas para cerrar el interruptor de la L-5032 en la SE. Poroma.

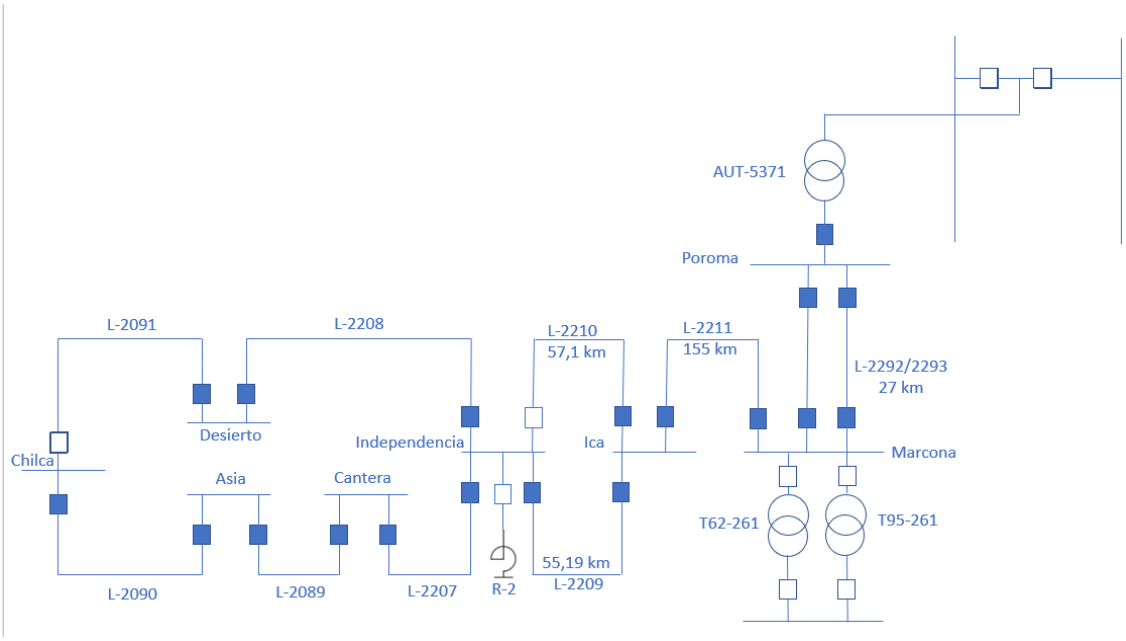

Figura 16 – Estado Final de parte del SEIN, luego de ocurrido el evento en la S.E. Poroma

1.16 En el numeral 3.3.34 se indica que: *"…la tensión en la S.E. Marcona se hubiese podido controlar si REP realizaba las siguientes maniobras: i) desconectar la línea L-2210 en la S.E. Ica que se encontraba inyectando una potencia reactiva de 11,12 MVAr, y ii) conectar el reactor R-2 de 20 MVAr de la S.E. Independencia; sin embargo, debido a que REP no pudo realizar maniobras en las subestaciones Ica e Independencia, se originaron demoras en el proceso de restablecimiento de las cargas de las subestaciones Marcona y Poroma…"*

Al respecto debemos indicar que lo indicado por el COES es una simple suposición, puesto que no sustenta lo indicado con ninguna simulación.

De una simulación simple, los efectos en la barra 220 kV de Marcona, en las condiciones en las que quedó energizada esta subestación de forma radial, son:

a) **Reducción de 9 kV**, producto de la conexión del reactor R-2 de Independencia y desconexión de la línea L-2210 en Ica. Esto se explica porque el reactor R-2 se encuentra a 210 km de la barra donde se pretendía controlar tensión.

b) **Reducción de 12,2 kV**, producto de las desconexiones de las líneas L-2292 y L-2293.

Por lo tanto, queda claro que ambas alternativas que se disponían para controlar tensión en la barra de Marcona 220 kV tendrían efectos similares, a pesar de que como ya se demostró, lo más beneficioso era desconectar las líneas L-2292 y L-2293 desde Marcona, considerando además que CC-ATS presentó problemas de telemandos en la subestación Poroma. Sin embargo, solo se le asigna responsabilidad a REP por demoras en el proceso de restablecimiento, al presentar problemas en los telemandos en las subestaciones Ica e Independencia y no se responsabiliza al titular de las líneas L-2292 y L-2293, quien también presentó problemas en las maniobras de desconexión de sus líneas.

En consecuencia, solicitamos a la Dirección de Operaciones del COES elevar el presente recurso de apelación y se revoque la decisión contenida en el documento COES/D-382-2020, a fin que se asigne responsabilidad a la empresa ABY Transmisión Sur por la desconexión del transformador T95-261 de la subestación Marcona y evalúen nuevamente las responsabilidades por las demoras en el restablecimiento de suministros interrumpidos en la S.E. Marcona, ocurrido el día 04 de enero de 2020 (EV-001-2020).

Lima, 08 de julio de 2020

Jorge Armando Velarde Núñez Melgar
Apoderado Legal