COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

Lima, 05 de octubre del 2017

COES/D/DO-481-2017

Ingeniero
Julio Salvador Jácome
Gerente General
OSINERGMIN
Presente. -

Asunto : **ADJUNTA INFORME TÉCNICO**

De mi consideración:

De conformidad con lo establecido en el numeral 3.5 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, cumplimos con remitir a usted el siguiente informe técnico relacionado a transgresiones a la calidad del producto y suministro:

Informe N° COES/D/DO/SEV/IT-051-2017 del 03.10.2017, respecto al evento EV-051-2017, por la Desconexión de la Barra "B" de 220 kV de la S.E. Independencia, ocurrido el 01.09.2017 a las 10:22 h.

La asignación de las correspondientes responsabilidades, de conformidad con la función asignada al COES en el literal (i) del artículo 14º de la Ley 28832, ha sido efectuada mediante la comunicación COES/D/DO-480-2017, cuya copia le ha sido remitida.

Sin otro particular, hago propicia la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

Ing. FRANCISCO TORRES GARCÍA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES

Adj. : Lo indicado.
C.c. : REP, EGESUR, ELECTRODUNAS, MILPO, CREDITEX
MINEM-DGE, D, DP, SEV, SCO, SPR, DJR, SNP, STR.

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INFORME TÉCNICO
COES/D/DO/SEV/IT-051-2017

EVENTO : Desconexión de la Barra "B" de 220 kV de la S.E. Independencia

FECHA : 01.09.2017

HORA : 10:22 h

1. DESCRIPCIÓN DEL EVENTO

Desconectó la barra "B" de la S.E. Independencia de 220 kV por falla monofásica fase "S" originada en el seccionador SA-2187 de la celda de la línea L-2207, por un posible desperfecto mecánico, de acuerdo con lo informado por REP, titular de la instalación. Cabe señalar que la barra "A" de 220 kV de la S.E. Independencia se encontraba fuera de servicio por mantenimiento programado de la celda de la línea L-2217 (Independencia – Aceros Arequipa). Como consecuencia desconectaron todas las líneas y transformadores asociados a la S.E Independencia 220 kV y se interrumpió el suministro de la S.E. Desierto con un total de 32,12 MW. Asimismo, desconectó la C.T. Independencia y la C.T. Pisco quedó operando en sistema aislado con la barra de 60 kV de la S.E. Independencia.

A las 11:10 h el CC-REP declaró disponible la barra "B" de 220 kV de la S.E. Independencia, siendo energizada a las 11:11 h a través de la conexión de la línea L-2210 (Ica – Independencia). A las 11:13 h, se sincronizó el sistema aislado con el cierre del interruptor de 60 kV del transformador T3 de 220/60 kV de la S.E. Independencia. A las 11:19 h, se conectó la línea L-2231 (Independencia - Huancavelica). A las 11:20 h, se conectó la línea L-2208 (Independencia - Desierto) con lo cual se inició el restablecimiento del suministro interrumpido de la S.E. Desierto.

2. CONDICIONES DEL SISTEMA PREVIO AL EVENTO

2.1 Centros de generación involucrados:

N°	Central	Unidad	Generación	
			MW	MVAr
1	CT. Independencia	G1	5,60	0,79
2	CT. Independencia	G2	5,44	0,27
3	CT. Independencia	G3	5,16	0,66
4	CT. Independencia	G4	5,43	0,78
5	CT. Pisco	G1 y G2	70	24

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

2.2 Flujo de potencia por las líneas de transmisión:

N°	CÓDIGO	SUBESTACIONES		Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAr)
		DE	A		
1	L-2217	Independencia	Aceros Arequipa	0(*)	0(*)

N°	CÓDIGO	SUBESTACIONES		Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAr)
		DE	A		
2	L-2091	Chilca	Desierto	0(*)	0(*)
3	L-2132	Independencia	Huancavelica	-72,00	-17,00
4	L-2207	Independencia	Cantera	42,00	5,00
5	L-2208	Independencia	Desierto	32,00	5,00
6	L-2209	Independencia	Ica	36,00	-6,00
7	L-2231	Independencia	Huancavelica	-72,00	-17,00
8	L-2210	Ica	Independencia	-33,80	-3,30
9	L-6612	Independencia Egesur	Independencia REP	20,66	2,30

(*) Fuera de servicio por mantenimiento

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

3. SECUENCIA CRONOLÓGICA DE EVENTOS

Hora	S.E. / C.C.	Descripción
10:22:07.825	Independencia	Posible falla mecánica del seccionador SA-2187 ocasiona falla en la barra “A” de 220 kV.
10:22:08.095	Cantera	Desconectó la línea L-2207 (Cantera - Independencia) por actuación de su protección de distancia zona 2.
10:22:08.095	Luren	Abrió el interruptor IN-IN6625 de la línea L-6625 de 60kV en la celda de llegada de la SE Luren.
10:22:08.195	Ica Norte	Abrió el interruptor IN-IN6623 de la línea L-6623 de 60kV en la celda de llegada de la SE Ica Norte.
10:22:08.272	Ica	Desconectó la línea L-2209 (Ica - Independencia) por actuación de su protección de distancia zona 2.
10:22:08.405	Independencia	Desconectó el transformador T4-261 por actuación de su protección de sobrecorriente del lado de 220 kV. El transformador también desconecta en 60 kV por la ingeniería ya que el disparo de los relés de sobrecorriente es a través del relé 86.
10:22:08.436	Independencia	Desconectó el transformador T3-261 por actuación de su protección de sobrecorriente del lado de 220 kV. El transformador también desconecta en 60 kV por la ingeniería ya que el disparo de los relés de sobrecorriente es a través del relé 86.
10:22:08.475	Huancavelica	Desconectó la línea L-2231 (Huancavelica - Independencia) por actuación de su protección 67N.
10:22:08.475	Huancavelica	Desconectó la línea L-2132 (Huancavelica - Independencia) por actuación de su protección 67N.
10:22:08.575	Desierto	Desconectó la línea L-2208 (Desierto - Independencia) por actuación de su protección de distancia zona 2.
10:22:08.575	Desierto	Se interrumpió el suministro de la SE Desierto con un total de 31,88 MW debido a que la línea L-2091 (Desierto – Chilca REP) se encontraba fuera de servicio por mantenimiento.
10:22:08.575	Ica	Desconectó la línea L-2210 (Ica - Independencia) por actuación de su protección 67N.

Hora	S.E. / C.C.	Descripción
10:22:08	Independencia	Desconectó la C.T. Independencia por actuación de la protección diferencial de transformador.
10:22	Independencia	La C.T. Pisco y la barra de 60 KV de la S.E. Independencia quedaron operando en sistema aislado.
10:24	CC-ELD[1]	Energizó el interruptor de llegada de la línea 60kV L-6625. Iniciándose el restablecimiento del suministro eléctrico de los alimentadores en 10kV de Luren.
10:26	CC-ELD	Energizó el interruptor de llegada de la línea 60kV L-6623. Iniciándose el restablecimiento del suministro eléctrico de las subestaciones Ica Norte y Tacama.
10:28	CC-EGA[2]	Informó a CCO-COES que el generador TG2 está a máximo y el generador TG1 de la C.T. Pisco disminuyó un poco su generación.
10:28	CCO-COES[3]	Informó al CC-EGA que la C.T. Pisco y la barra 60 kV se encuentran en sistema aislado. El CCO-COES coordinó que regule frecuencia en el sistema aislado. No se obtuvo información de la C.T. Independencia.
10:37	CCO-COES	Coordinó con el CC-ELD **no** recuperar la carga interrumpida de la S.E. Independencia.
10:49	CC-ELD	Informó que rechazó carga en la S.E Independencia por actuación del ERACMF.
10:51	CCO-COES	Coordinó con CC-ELD no recuperar la carga rechazada en la S.E. Independencia.
10:57	CCO-COES	Coordinó con el CC-EGA bajar 2 MW de generación en la C.T. Pisco por ingreso de la C.T. Independencia.
10:59	CCO-COES	Coordinó con el CC-EGA ya no bajar generación en la C.T. Pisco.
11:02	CC-EGS[4]	Informó que la C.T. Independencia demoraría 20 minutos en sincronizar porque se estaría preparando la central.
11:10	CC-REP[5]	Declaró disponible la barra B de 220 kV de la S.E. Independencia.
11:11	CC-REP	Energizó la barra B de 220 kV a través de la conexión de la línea L-2210 (Ica – Independencia).
11:13	CC-REP	Energizó el transformador T3 de la S.E. Independencia desde el lado 220 KV.
11:13	CC-REP	Conectó el transformador T3 de la S.E. Independencia en el lado de 60 KV sincronizando el sistema aislado de la C.T. Pisco y la barra de 60 KV con el SEIN.
11:13	CCO-COES	Coordinó con el CC-REP conectar la línea L-2208 y recuperar el suministro de Milpo.
11:14	CCO-COES	Coordinó con el CC-ELD recuperar el total de su carga.
11:15	CCO-COES	Coordinó con el CC-ENEL recuperar 6 MW de su cliente Creditex.
11:15	CC-REP	Conectó la línea L-2209 (Independencia – Ica) de 220 kV.
11:16	CC-REP	Conectó la barra 10 kV de la S.E. Independencia.

[1] CC-ELD : Centro de Control de ElectroDunas
[2] CC-EGA : Centro de Control de Egasa
[3] CCO-COES : Centro de Coordinación de la Operación del COES
[4] CC-EGS : Centro de Control de Egesur
[5] CC-REP : Centro de Control de Red de Energía del Perú

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

Hora	S.E. / C.C.	Descripción
11:19	CC-REP	Conectó la línea L-2231 (Independencia - Huancavelica) de 220 kV.
11:20	CCO-COES	Coordinó con el CC-ENG recuperar el 100% de la carga de sus clientes.
11:20	CC-REP	Conectó la línea L-2208 (Independencia - Desierto) de 220 kV.
11:22	CC-REP	Conectó el transformador T4 de 220/60 kV.
11:24	CC-EGS	Solicitó sincronizar la C.T. Independencia.
11:25	CCO-COES	Autorizó a EGS arrancar los cuatro grupos de la C.T. Independencia a máxima generación.
11:25	CC-REP	Conectó la línea L-2207 (Independencia – Cantera) de 220 kV.
11:27	CC-EGS	Informó que la C.T. Independencia está en servicio.
11:29	CC-REP	Conectó la línea L-2132 (Independencia - Huancavelica) de 220 kV.

4. SEÑALIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES

S.E.	Equipo	Código	Señalizaciones	Interruptor	A/C
Independencia Egesur	Transformador de Potencia	T-30	Diferencial fase T (L3)	IN-6258	A
Luren	Línea	L-6625	Sobrecorriente direccional a tierra	IN-IN6625	A
Ica Norte	Línea	L-6623	Sobrecorriente direccional a tierra	IN-IN6623	A
Ica	Línea	L-2209	Distancia – Zona 2	IN-2558	A
Ica	Línea	L-2210	Sobrecorriente a tierra 67N	IN-2650	A

A/C: Abierto o cerrado

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

5. CONTADOR DE INTERRUPTORES

No se reportaron.

6. ANÁLISIS DEL EVENTO

6.1 Debido a los trabajos programados en la celda de la línea L-2217 (Independencia – Aceros Arequipa), la barra “A” de 220 kV de la S.E. Independencia estaba fuera de servicio.

6.2 Aceros Arequipa informó que, a las 08:10 h. ejecutaron el procedimiento de seguridad antes de ingresar a un área de trabajo, verificando la ausencia de tensión y colocando las tierras temporarias en la zona de trabajo para el inicio del mantenimiento programado.

Análisis del evento

6.3 A las 10:22 h, se produjó la desconexión de la barra “B” de 220 kV de la subestación Independencia debido a una falla monofásica fase “S” en la referida barra.

6.4 Aceros Arequipa informó que en la revisión efectuada por esta falla encontraron que el seccionador SA-2187 de la celda L-2207 de titularidad de Red de Energía del Perú estaba con la caja de mando abierta y con planos en el suelo (ver Figura 1); asimismo, informaron que el mencionado seccionador estaba en una posición de cierre el cual quedó a media carrera con distancias de seguridad violadas (ver Figura 2). Esta posición a media carrera del seccionador no es normal, por lo que se presume que se produjo inducción entre los contactos del seccionador, toda vez que la L-2207 se encontraba en servicio, lo que originó un arco en los contactos del seccionador causando la falla.

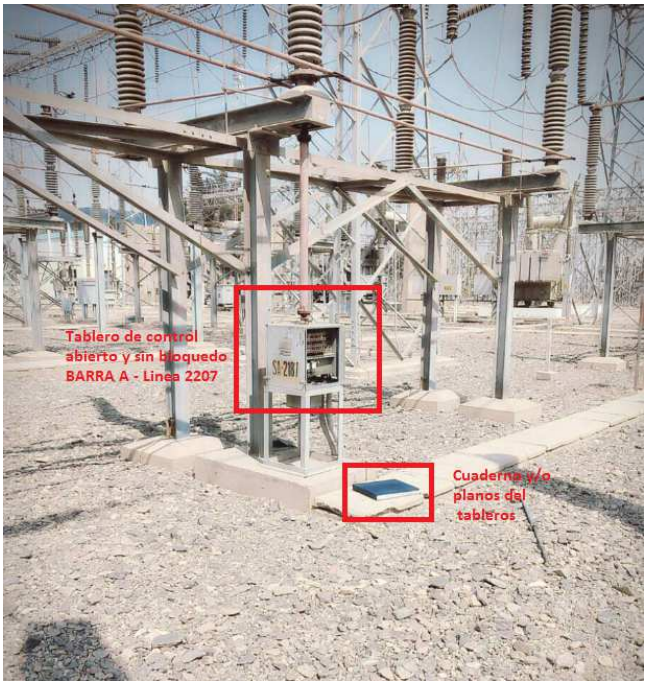

Figura 1 Caja de Mando abierta de SA-2187 y planos en el Suelo (Fuente: AAR)

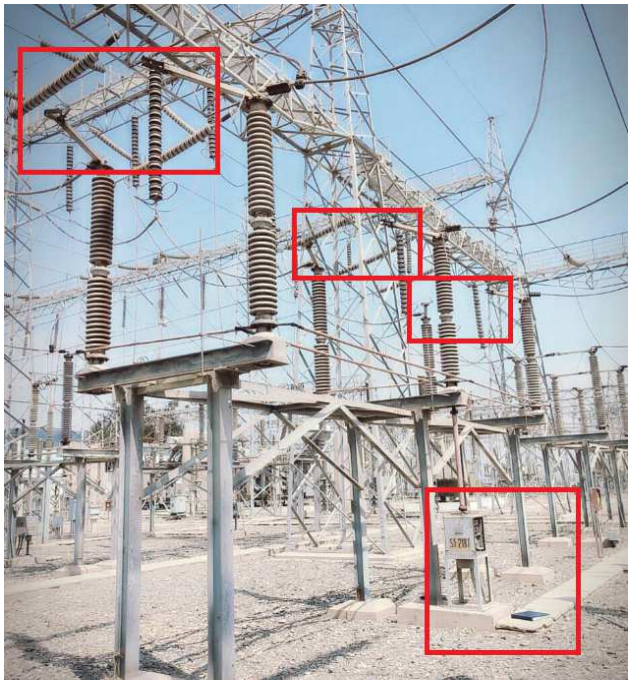

Figura 2 Seccionador SA-2187 semicerrado o en proceso de cierre (Fuente: AAR)

6.5 Aceros Arequipa confirmó que se produjo la descarga a tierra por la tierra temporal instalada en la celda de la línea L-2217 (Independencia – Aceros Arequipa).

Figura 3 Tierra temporal instalada en la celda de la línea L-2217 (Fuente: AAR)

6.6 Red de Energía del Perú manifestó, que la causa fue una falla a tierra provocada por un posible desperfecto mecánico del seccionador SA-2187 (celda L-2207) con la tierra temporaria instalada en la celda L-2217, la causa de este desperfecto mecánico continúa en evaluación. Asimismo, informaron que el problema radicó en que el operador de la subestación no tenía claro el funcionamiento del seccionador, específicamente la forma cómo interactuaba el mecanismo entre el bloqueo mecánico y el mando eléctrico del seccionador. Al respecto, REP está elaborando un plan de reentrenamiento para el operador, y se mejorará el control en el bloqueo de equipos por seguridad ante intervenciones de terceros dentro de sus instalaciones.

6.7 Respecto a la protección diferencial de barras, Red de Energía del Perú manifestó mediante correo electrónico que esta se encontraba deshabilitado debido a una falla interna y que tiene previsto el reemplazo del equipo para el 29 de octubre de 2017.

6.8 Luego de producida la falla, a los 270 ms aperturó la línea L-2207 en el extremo de la S.E. Cantera esto se verifica con el registro oscilográfico enviado por REP. Al respecto Luz del Sur no ha informado el motivo de desconexión de la línea L-2207 en Cantera; sin embargo, de los registros oscilográficos del extremo de Independencia se infiere que en Cantera desconectó por zona 2.

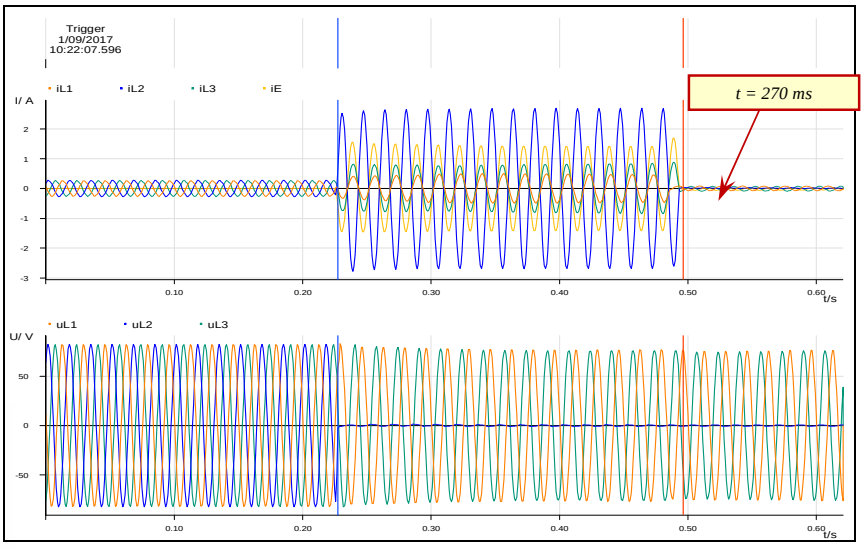

Figura 4 Oscilografía del Relé de la línea L-2207, S.E. Independencia (Fuente: REP)

6.9 A los 270 ms aperturó el interruptor IN-IN6625 de la línea L-6625 en la S.E. Luren por actuación de su protección de sobrecorriente direccional a tierra. Esta actuación es debido al aporte monofásico hacia la falla en la subestación Independencia. Sin embargo, el tiempo de actuación no está coordinado; es recomendable que este relé actué en un tiempo mayor a 400 ms para dar oportunidad a la actuación de la protección de distancia de la línea L-2210 en el extremo de Ica. Si bien es cierto en el presente evento la línea L-2210 demoro 750 ms en abrir, el titular de esta línea también deberá revisar por qué no actuaron en tiempo de zona 2.

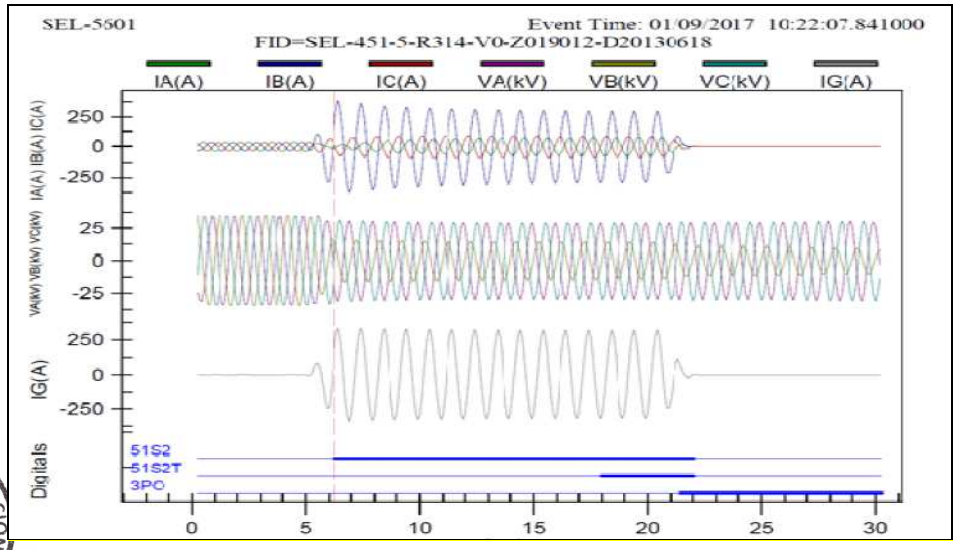

Figura 5 Oscilografía de la línea L-6625 en Ica (Fuente: ESM)

6.10 A los 370 ms aperturó el interruptor IN-6623 de la línea L-6623 en la celda de llegada de la SE. Ica Norte por actuación de su protección de sobrecorriente direccional a tierra. Esta actuación fue debido al aporte monofásico hacia la falla en la subestación Independencia. Sin embargo, el tiempo de actuación no está coordinado; es recomendable que este relé actué en un tiempo mayor a 400 ms para dar oportunidad a la actuación de la protección de distancia de la línea L-2210 en el extremo de Ica. Si bien es cierto en el presente evento la línea L-2210 demoro 750 ms en abrir, el titular de esta línea también deberá revisar por qué no actuaron en tiempo de zona 2.

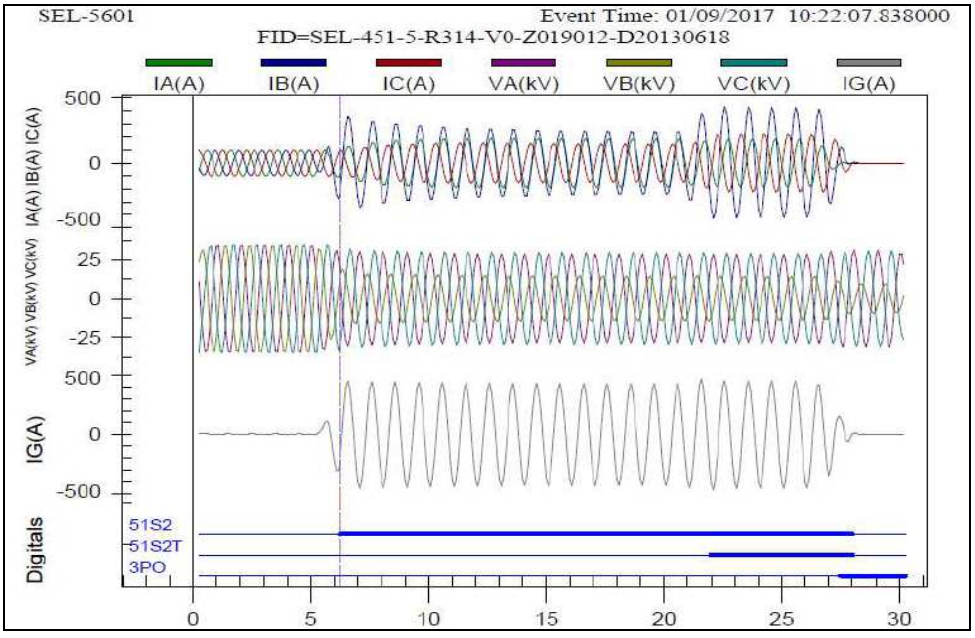

Figura 6 Oscilografía de la línea L-6623 en Ica Norte (Fuente: ESM)

6.11 A los 447 ms desconectó la línea L-2209 por actuación de su protección de distancia zona 2 en el extremo de Ica.

6.12 A los 580 ms abrió el interruptor de 220 kV del transformador T4-261 por actuación de su protección de sobrecorriente. El transformador también desconectó en 60 kV ya que el disparo de los relés de sobrecorriente es a través del relé 86 (disparo y bloqueo).

6.13 A los 611 ms abrió el interruptor de 220 kV del transformador T3-261 por actuación de su protección de sobrecorriente. El transformador también desconectó en 60 kV ya que el disparo de los relés de sobrecorriente es a través del relé 86. Con la salida de ambos transformadores T3-261 y T4-261 se interrumpió la carga de Independencia, Humay y Bernales en 10 kV.

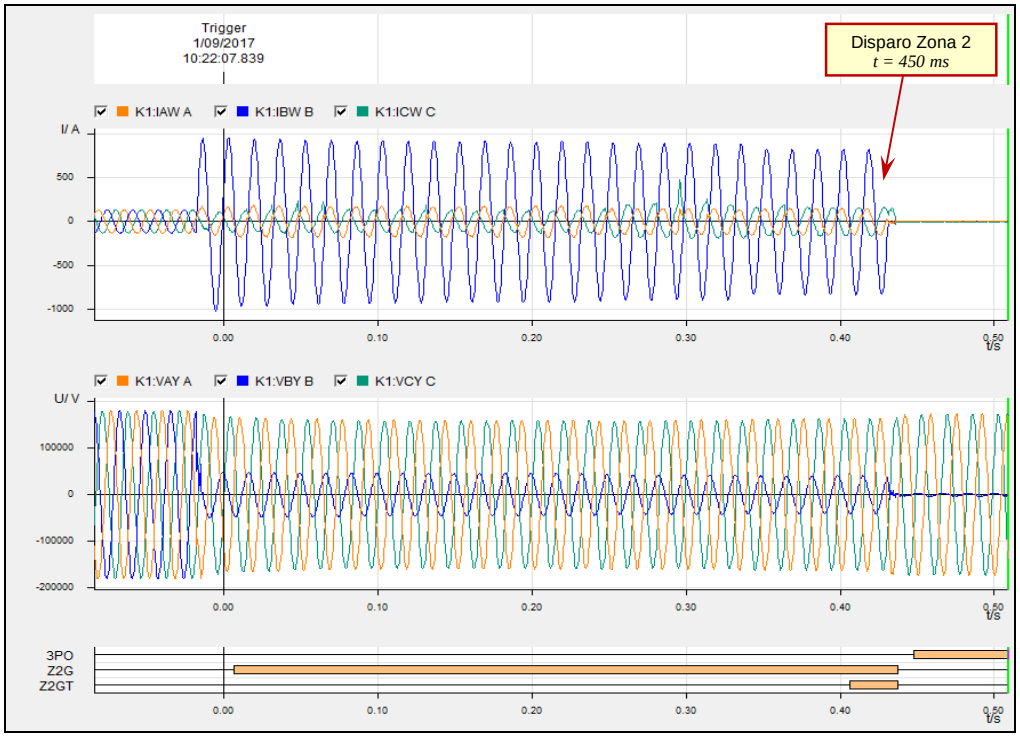

Figura 7 Oscilografía del Relé de la línea L-2209, S.E. Ica (Fuente: REP)

SUB DIRECTOR DE EVALUACION
V°B°
ING. ALEX LEON
COES

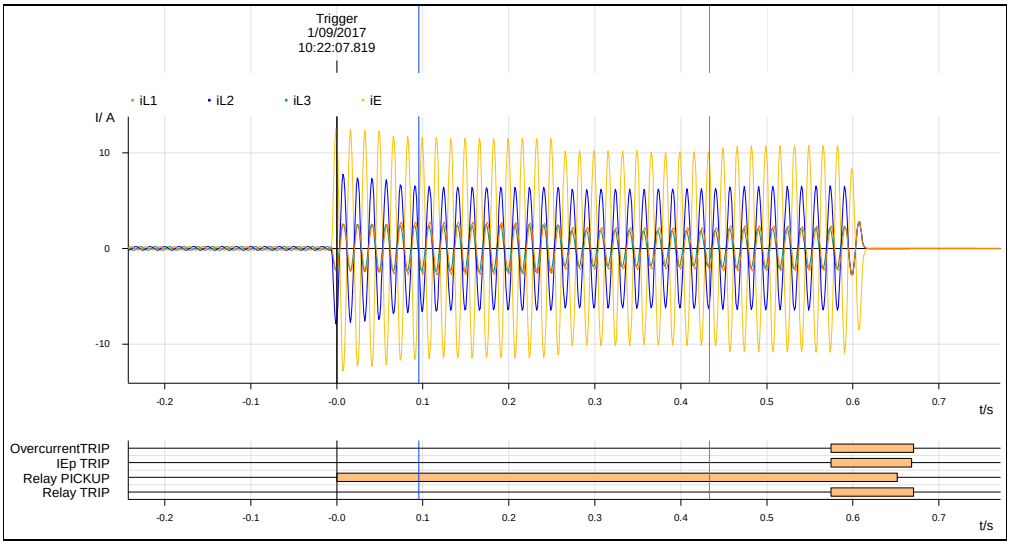

Figura 8 Oscilografía del Relé del transformador T4-261 lado 220 kV, S.E. Ica (Fuente: REP)

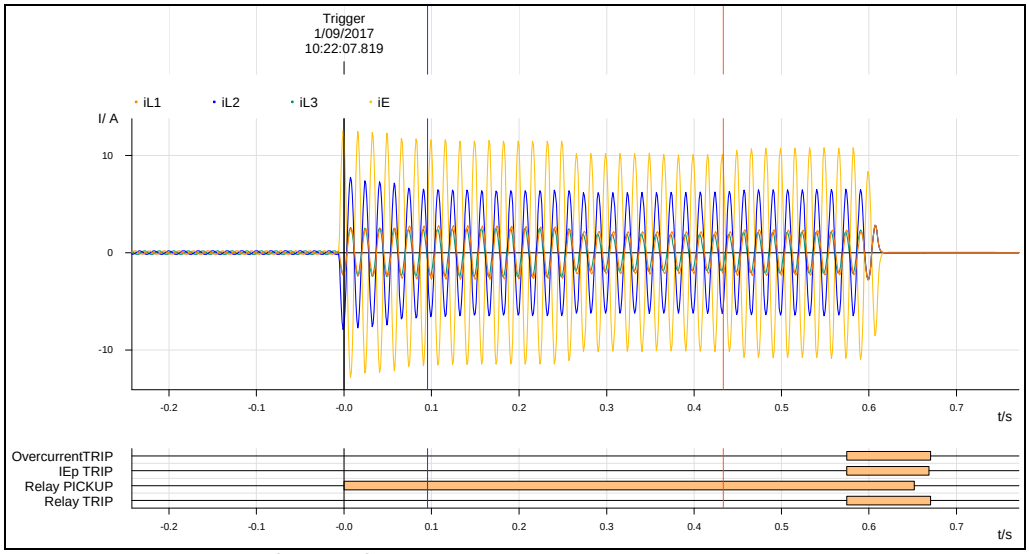

Figura 9 Oscilografía del Relé del transformador T3-261 lado 220 kV, S.E. Ica (Fuente: REP)

6.14 A los 650 ms desconectó la línea L-2231 por actuación de su protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N en el extremo de Huancavelica.

SUB DIRECTOR DE EVALUACION
V°B°
ING. ALEX LEON
COES

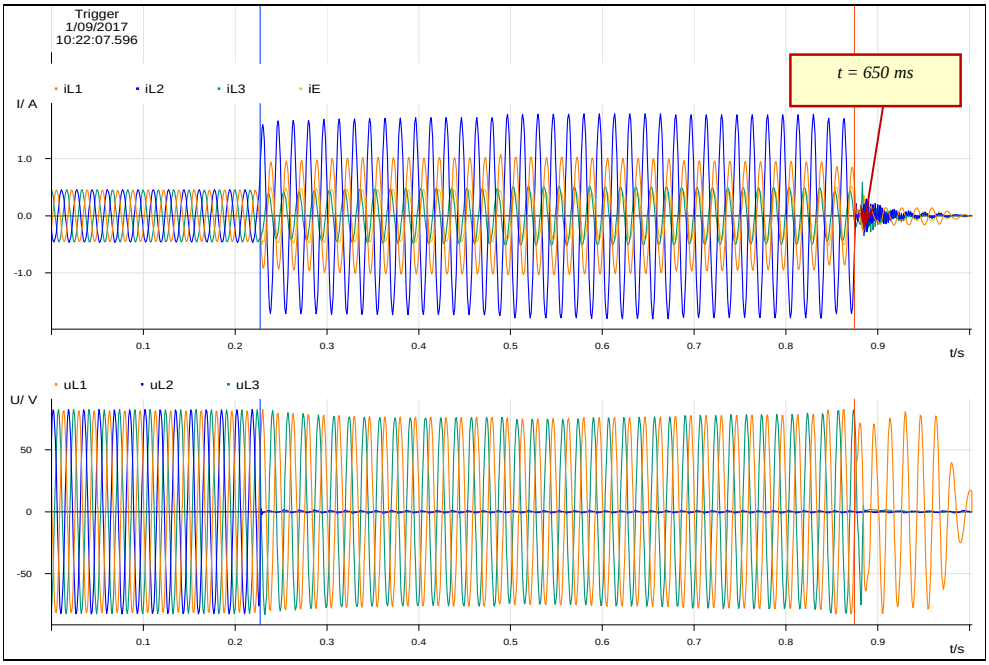

Figura 10 Oscilografía del Relé de la línea L-2231, S.E. Independencia (Fuente: REP)

6.15 A los 650 ms desconectó la línea L-2132 por actuación de su protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N en el extremo de Huancavelica.

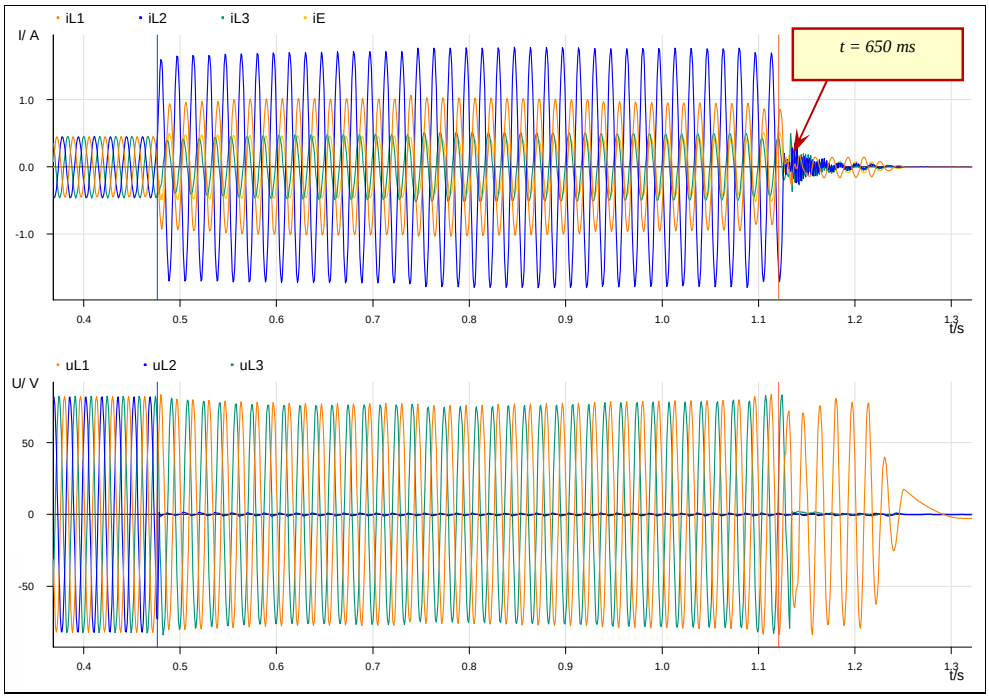

Figura 11 Oscilografía del Relé de la línea L-2132, S.E. Independencia (Fuente: REP)

6.16 A los 750 ms desconectó la línea L-2208 en el extremo de la S.E. Independencia por actuación de su protección de distancia asistida (zona 2 o zona 1B)

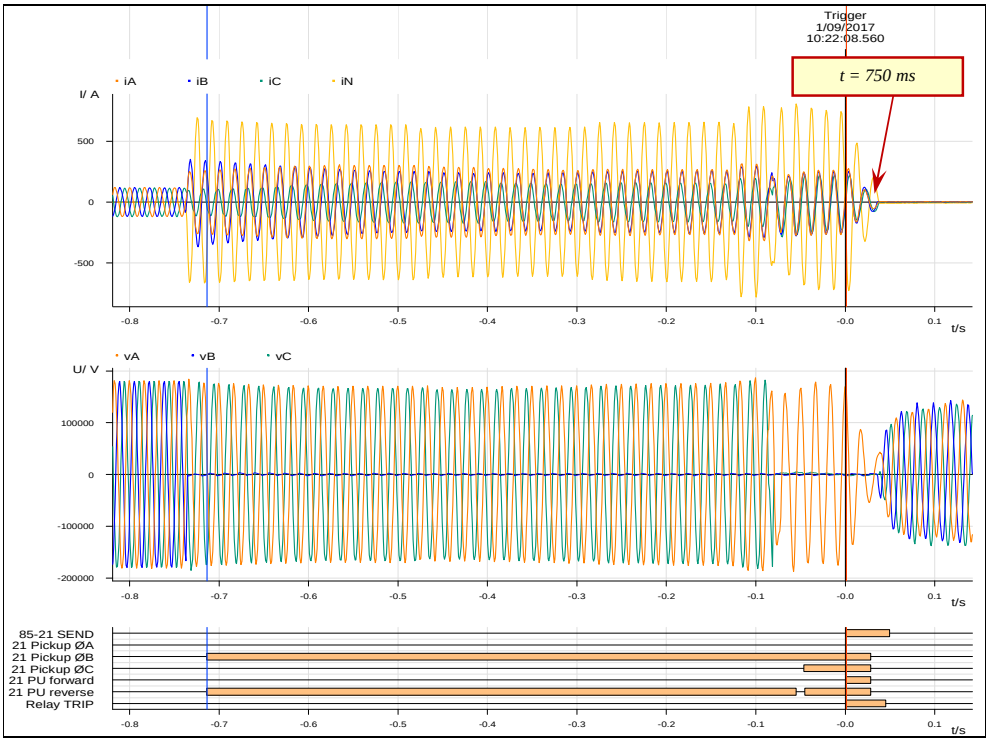

Figura 12 Oscilografía del Relé de la línea L-2208, S.E. Independencia (Fuente: REP)

Asimismo, con la desconexión de la línea L-2208 se interrumpió los suministros de la Minera Milpo, esto debido a que la línea L-2091 (Chilca - Desierto), estaba fuera de servicio. Del registro oscilográfico se verifica que la carga de la Minera estaba en 31,91 MW.

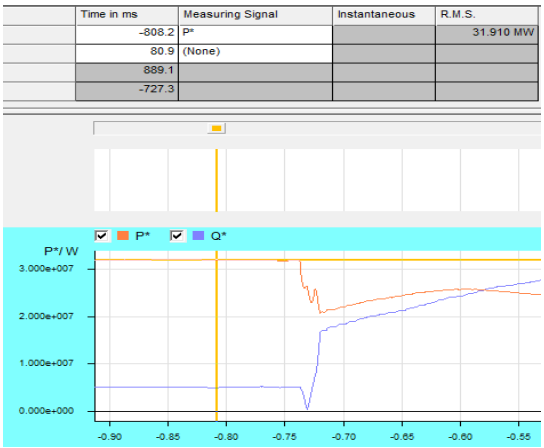

Figura 13 Oscilografía del Relé de la línea L-2208, Carga de la SE Desierto (Fuente: REP)

6.17 A los 750 ms desconectó la línea L-2210 por actuación de su protección de sobrecorriente 67N en el extremo de Ica, ver Figura 14.

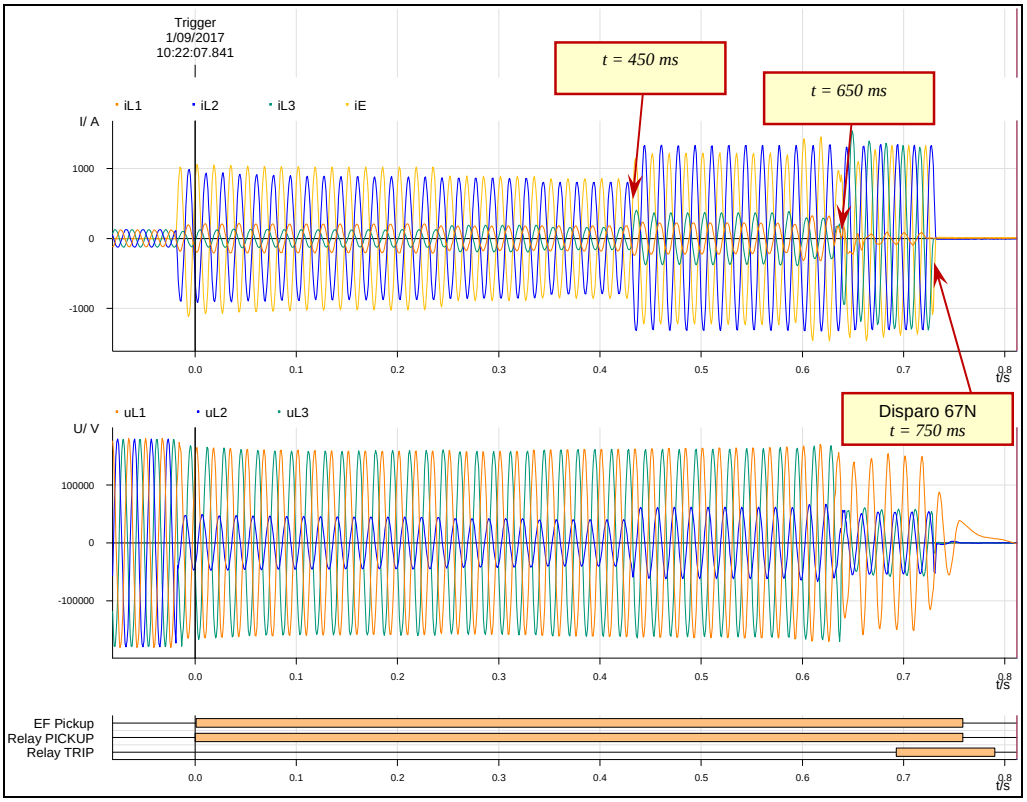

Figura 14 Oscilografía del Relé de la línea L-2210, S.E. Ica (Fuente: REP)

6.18 En la Figura 15, se muestra el diagrama de impedancia del relé de distancia de la línea L-2210 (Independencia - Ica) en el extremo de la subestación Ica, se puede ver que el lazo de impedancia aparente de la fase fallada ingresa a la zona 2 por lo que debió actuar el disparo en tiempo de zona 2 es decir aproximadamente 400ms en lugar de 750ms tal como se presentó en el evento, es bueno recalcar que tiempos prolongados podrían hacer operar la protección de sobrecorriente a tierra de los transformadores de potencia de la subestación Ica. Al respecto, es recomendable que Red de Energía del Perú revise la configuración de ajustes y umbrales de arranque de este relé a fin de que este tipo de fallas sean despejadas en tiempos de zona 2 en lugar de despejarse en tiempos mayores por función 67N.

SUB DIRECTOR DE EVALUACION
V°B°
ING. ALEX LEON
COES

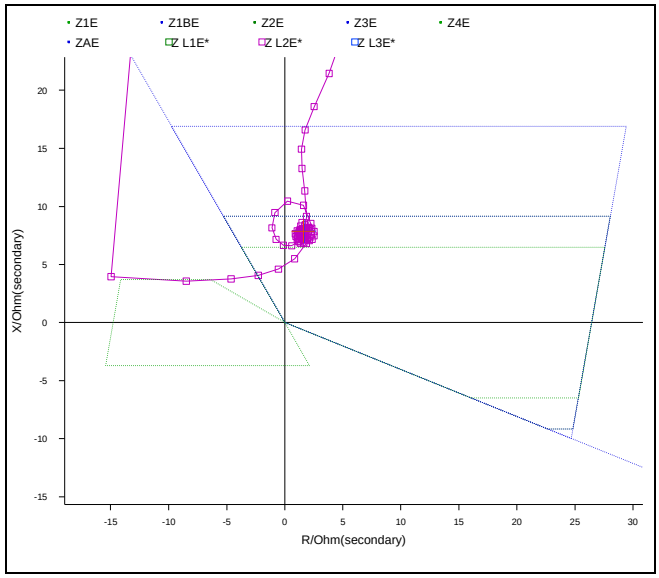

Figura 15 Impedancia aparente vista por el relé de la línea L-2210, S.E. Ica (Fuente: REP)

6.19 Producto de la falla, desconectó el transformador 60/10,5 kV 24 MVA de la C.T. Independencia por actuación de su protección diferencial, de acuerdo a lo informado por Egesur, titular de la instalación. Por tratarse de una falla externa al transformador, no debió actuar la protección diferencial, por lo cual, se considera que la desconexión de este equipo fue incorrecta. Cabe anotar que no se cuentan con registros oscilograficos dado que la tecnología del relé SPAD (electrónico) no lo permite.

6.20 Antes de producirse la falla en barras, la carga de la barra de 60 kV de la S.E. Independencia era suministrada en forma local con la generación de la C.T. Pisco (70 MW) y C.T. Independencia (22 MW), la demanda de la barra era de aproximadamente 91 MW (incluyendo la carga de la barra de 10 kV), el flujo en los transformadores T3-261 y T4-261 220/60/10 kV de la S.E. Independencia era de solo 0,5 MW aproximadamente en cada transformador.

6.21 Como consecuencia de la falla y de la desconexión de la C.T. Independencia, la C.T. Pisco quedó operando en sistema aislado con la carga de la barra de 60 kV de la S.E. Independencia con un desbalance carga-generación. A causa de ello, durante la operación aislada se presentaron 3 actuaciones del ERACMF, las cuales ocurrieron a las 10:25 h, 10:41h y 10:48h.

6.22 La interrupción de suministros de las 10:25 h por actuación del ERACMF es responsabilidad de la empresa EGESUR, esto debido a que la desconexión incorrecta de la C.T. Independencia originó un desbalance carga-generación en el sistema aislado (ver Figura 16) lo cual ocasionó la disminución de la frecuencia y la posterior activación del ERACMF.

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

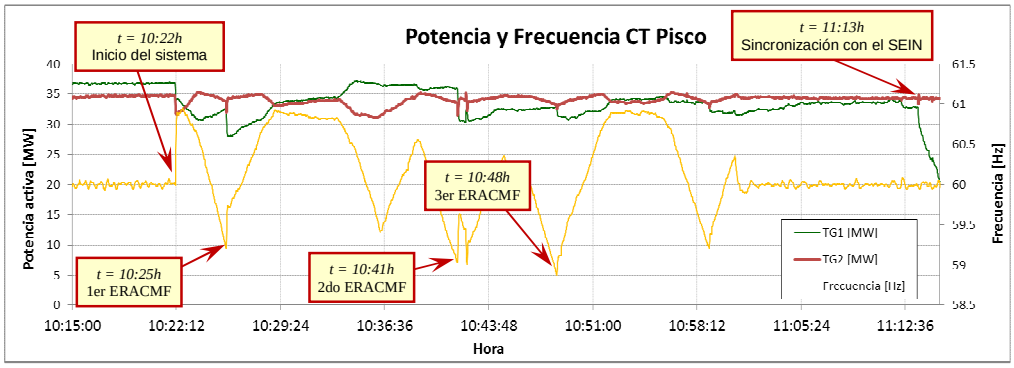

Figura 16 Registro de potencia y frecuencia del PR-21 de la CT Pisco (Fuente: EGA)

6.23 A las 10:28 h el CCO-COES comunicó a EGASA que la C.T. Pisco se encontraba operando en sistema aislado, asimismo, designó a la C.T. Pisco para que realice la regulación de la frecuencia del sistema aislado. No obstante lo anterior, el operador de la C.T. Pisco no realizo una correcta regulación de frecuencia dado que se encontraba coordinando la recepción del combustible diésel para la operación de la central (ver Figura 16), se observa que recién a las 11:01 h se inicia una correcta regulación de frecuencia del sistema aislado.

Asimismo, se aprecia en la Figura 16 que desde las 10:22 h hasta 11:03 h, la C.T. Pisco tampoco realizó la regulación primaria de frecuencia, por ello se aprecia que la frecuencia del área aislada tenía una variación de ± 1 Hz.

6.24 Por lo mencionado en el párrafo anterior, la interrupción de suministros de las 10:41 h y 10:48 h por actuación del ERACMF son responsabilidad de la empresa EGASA, esto debido a que la C.T. Pisco no regulo la frecuencia dentro de los parámetros establecidos en la NTCSE.

Actuación del ERACMF y EDAGSF

6.25 En la Figura 17, se muestran las empresas que reportaron sus suministros interrumpidos en el Portal Web de OSINERGMIN.

Actuaciones de las Empresas para el Evento del 01/09/2017 10:22:00

[Descargar plantilla]

Empresa	Fecha de registro	Demanda
CREDITEXT	02/09/2017 08:06:37	3.2
ELECTRO SUR MEDIO	02/09/2017 10:01:14	12.81
Fábrica de Tejidos Pisco S.A.C.	04/09/2017 17:21:54	0.2
MINSUR	03/09/2017 11:22:48	0.25
MINERA VOLCAN	03/09/2017 08:01:52	0.0

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

Figura 17 Empresas que reportaron interrupción de suministro en la Extranet de OSINERGMIN, actualizado al 18.09.2017

6.26 Los reportes de interrupción por ERACMF del ítem 6.25 se muestran en la

6.27

6.28

6.29 Tabla 1 detallado por empresa, zona, etapa y magnitud.

Tabla 1 Suministros reportados por Zona, Empresa, y Etapa del ERACMF

ZONA	EMPRESA	ETAPA								TOTAL ZONA [MW]
		1°	2°	3°	4°	5°	6°	7° [Reposición]	df/dt [1°,2°,3°]	
ZONA A	CRE	0,70		0,95		1,55				**3,20**
ZONA A	ESM	3,28	2,94					2,01	4,58	**12,81**
ZONA A	FTP	0,14	0,06							**0,20**
ZONA A	MSR	0,05	0,20							**0,25**
TOTAL ETAPA		**4,17**	**3,20**	**0,95**	**0,00**	**1,55**	**0,00**	**2,01**	**4,58**	**16,46**

Evaluación de la actuación del ERACMF y EDAGSF

6.30 Para verificar la operación de los relés de mínima frecuencia, se tiene en cuenta las siguientes premisas:

- La tolerancia de las unidades de medida de frecuencia de los relés, cuyos valores típicos oscilan entre ± 10 mHz. Esto implica que la activación de los relés no se da para la frecuencia exacta de ajuste, sino que ocurre dentro de un intervalo de frecuencia dado por la tolerancia del relé.

- La ubicación del equipo de medida de la frecuencia para la evaluación, ya que normalmente está alejado de la carga.

Por estos motivos, se considera válido que en los límites de los umbrales de frecuencia algunos relés se activen y otros no lo hagan.

6.31 La evaluación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) del sistema aislado se realizó con la frecuencia registrada en la CT Pisco (la cual cuenta con sincronización de tiempo vía GPS) y con la información de ajustes de frecuencia mostrados en la **Tabla 2** (Estudio de Rechazo de Carga y Generación del año 2017).

Tabla 2. Ajustes del ERACMF 2017 de la Zona A (Área Centro-Norte del SEIN)

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE Hz	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	4.0%	59.20	0.15	59.8	-1.0	0.15
2	6.0%	59.00	0.15	59.8	-1.0	0.15
3	4.0%	58.80	0.15	59.8	-1.0	0.15
4	5.0%	58.60	0.15			
5	5.0%	58.50	0.15			
6	-	-	-			
7	1.5%	59.50	60.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente. Se recomienda ajustar la ventana de medición de la pendiente de 4 a 6 ciclos.

(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59,5 Hz

(3) La temporización de los relés de derivada de frecuencia será 300 ms en las cargas que se localizan aguas abajo de:
- Transformadores 138/66 kV de la subestación Huallanca y 10/66 kV de la subestación Kiman Ayllu.
- Subestación Zorritos 220 kV
- Subestación Talara 220 kV
- Líneas L-6654 y L-6698

6.32 La Figura 18 muestra el registro de frecuencia en el periodo que opero en aislado la CT de Pisco, se puede ver que en todo el periodo la mínima frecuencia alcanzada fue de 58,88 Hz el cual ocurrió a las 10:48 h; por tanto, no se cumplieron condiciones para la actuación de la 3ra y 5ta Etapa por umbral de frecuencia, en ese sentido los suministros interrumpidos reportados por Creditex referidos a estas etapas no serán considerados en la compensación.

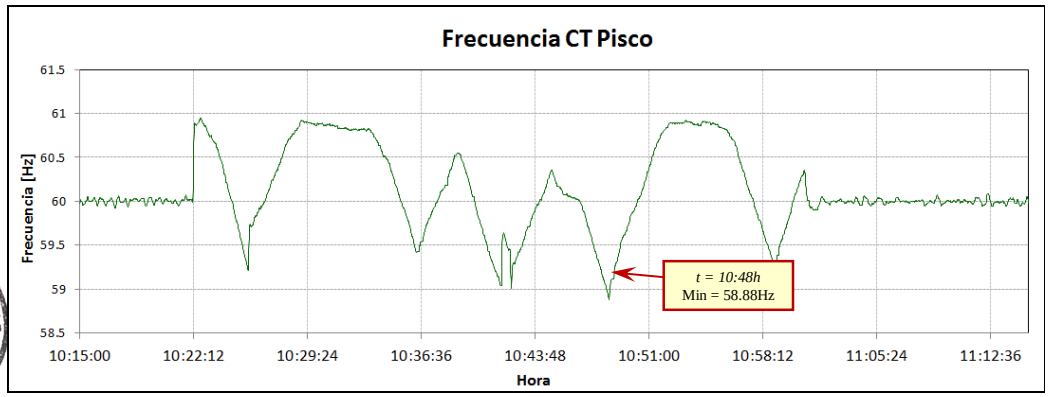

Figura 18 Registro de frecuencia del GPS de la CT Pisco

6.33 La Figura 19 se muestra el registro oscilográfico del alimentador PA217 correspondiente al cliente libre Paracas de ElectroDunas, se puede ver que a las 11:13 h en el instante de sincronización del sistema aislado con el SEIN el relé de este alimentador detecta 59,77 Hz asimismo durante 4 ms se presenta una pendiente de -1,21 Hz/s. Sin embargo, para la actuación de la derivada de frecuencia la condición de frecuencia debe ser sostenida por más de 150 ms y cumplido este tiempo recién emitir el disparo por derivada de frecuencia (esto en conformidad a los ajustes de temporización planteados en el ERACMF 2017). Por tanto, no se cumplieron las condiciones adecuadas para la actuación de derivada de frecuencia, en ese sentido los suministros interrumpidos reportados por Paracas referido al alimentador PA217 de las 11:13 h no será considerado en la compensación. Adicionalmente, cabe resaltar que durante la sincronización del aislado con el SEIN no debe ocurrir este disparo por derivada de frecuencia.

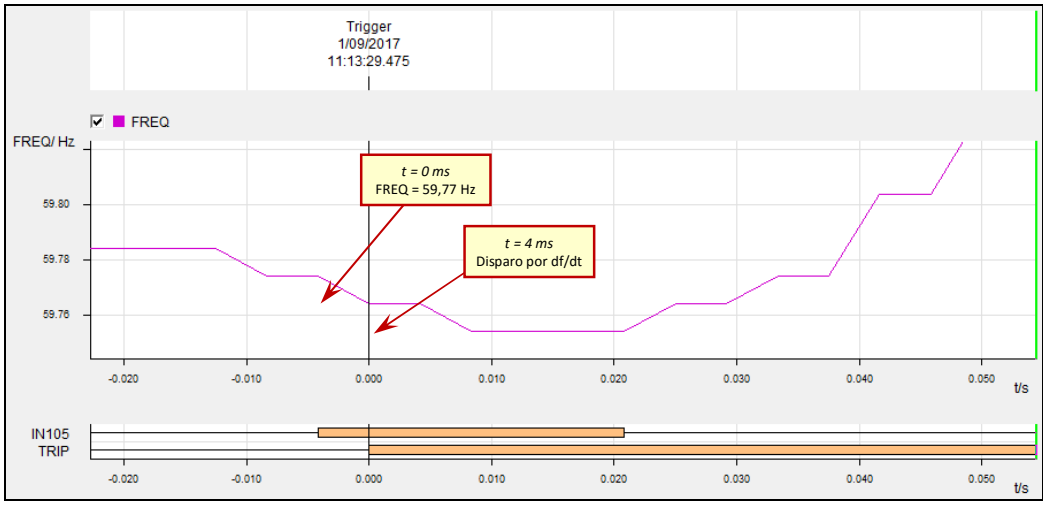

Figura 19 Registro de frecuencia del alimentador PA217 – Paracas (Fuente: ELD)

6.34 Respecto a la activación de las etapas 1, 2 y 7 del ERACMF reportadas en la Tabla 1, se considera correcta su actuación.

Normalización de los suministros

6.1 De acuerdo con el numeral 4.20 del Procedimiento Técnico del COES (PR-40) "Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE", el Tiempo de Reposición no debe ser mayor a 15 minutos luego de la orden del COES y en caso este tiempo sea mayor, el agente titular de la instalación asumirá la responsabilidad por ello y remitirá al COES, para su evaluación, un informe que sustente el motivo de la demora.

6.2 A las 11:13 h, se realizó la sincronización del sistema aislado con el SEIN a través del cierre del interruptor del lado de 60kV del transformador T3-261. Después de la sincronización del sistema aislado de la CT Pisco con el SEIN, la orden de reconexión de los suministros otorgada por el coordinador fue al instante de la sincronización y dada la tolerancia de 15 minutos que otorga la norma, se tiene hasta las 11:28 h para la reposición de suministros interrumpidos; en ese sentido, no se presentaron demoras en el restablecimiento de los suministros en Independencia.

6.3 Respecto al suministro a la Minera Milpo, a las 11:13 h el CCO-COES autorizó la conexión de la línea L-2208 (Independencia – Desierto), la cual se energizó a las 11:20 h. En ese sentido, teniendo en cuenta lo establecido en el numeral 6.1 precedente, existen 10 minutos de demora en la recuperación del suministro que son responsabilidad de la propia Minera Milpo.

7. CONSECUENCIAS

7.1 **En la calidad del producto:**

No se produjeron transgresiones a la calidad del producto.

7.2 **En la calidad del suministro:**

7.2.1 Las interrupciones de suministro que se produjeron por activación del ERACMF en el sistema aislado son los siguientes:

Zona	Suministro	S.E.	Potencia (MW)	Inicio (hh:mm:ss)	Final (hh:mm:ss)	Duración (min)	Función	ETAPA
ZONA A	CRE-SUB ESTACIÓN 1P(ALIMSE1-P)	SUB ESTACIÓN 1P	0,70	10:25:00	11:20:00	55	f	ETAPA 1
ZONA A	CRE-SUB ESTACIÓN 2P(ALIMSE2-P)	SUB ESTACIÓN 2P	0,95	10:25:00	11:20:00	58	f	ETAPA 3
ZONA A	CRE-SUB ESTACIÓN 3P(ALIMSE3-P)	SUB ESTACIÓN 3P	1,55	10:25:00	11:20:00	58	f	ETAPA 5
ZONA A	ESM-SE EL CARMEN(CA101)	SE EL CARMEN	3,28	10:25:38	11:16:20	51	f	ETAPA 1
ZONA A	ESM-SE PUEBLO NUEVO(PN106)	SE PUEBLO NUEVO	2,94	10:41:39	11:14:26	32	f	ETAPA 2
ZONA A	ESM-SE PARACAS(PA217)	SE PARACAS	2,11	11:13:29	11:23:39	10	Df	ETAPA 3
ZONA A	ESM-SE ALTO LA LUNA(AL105)	SE ALTO LA LUNA	2,47	10:41:39	11:14:29	33	Df	ETAPA 3
ZONA A	ESM-SE TAMBO DE MORA(TM104)	SE TAMBO DE MORA	2,01	10:48:29	11:17:46	29	f	ETAPA 7
ZONA A	FTP-SEE HILANDERÍA LNEA BLANCA(1)	SEE HILANDERÍA LNEA BLANCA	0,14	10:25:00	11:01:00	36	f	ETAPA 1
ZONA A	FTP-SEE HILANDERÍA LNEA BLANCA(2)	SEE HILANDERÍA LNEA BLANCA	0,06	10:25:00	11:01:00	36	f	ETAPA 2
ZONA A	MSR-SUB ESTACION 4,16 KV N°4(Planta Chancado y Peletizado)	SUB ESTACION 4,16 KV N°4	0,05	10:26:28	11:23:00	56	f	ETAPA 1
ZONA A	MSR-SUB ESTACION 4,16 KV N°4(Planta Molienda)	SUB ESTACION 4,16 KV N°4	0,20	10:49:18	11:23:00	34	f	ETAPA 2
TOTAL			**16,46**					

7.2.2 Las interrupciones de suministro que se produjeron son los siguientes:

Suministro	S.E.	Potencia (MW)	Inicio (hh:mm:ss)	Final (hh:mm:ss)	Duración (min)
MIL – Minera Milpo	Desierto	32,12	10:22:00	11:38:00(*)	76
ELD – Independencia, Humay y Bernales 10 kV.	Independencia	0,99	10:22:00	11:18:00	56
Total		**33,11**			

(*) Fuente Informe final REP

8. CONCLUSIONES

8.1 La falla a tierra en la barra 220 kV de la SE Independencia fue originada por un desperfecto mecánico en el seccionador SA-2187 de la celda de la línea L-2207, de acuerdo con lo informado por REP, titular de la instalación.

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

8.2 La falla fue despejada por las protecciones de respaldo de las líneas y transformadores que se conectan a la S.E. Independencia en aproximadamente 750 mseg. La protección diferencial de barras de la S.E. Independencia se encontraba fuera de servicio por falla interna de sus componentes.

8.3 La desconexión de la barra “B” de la S.E. Independencia ocasionó la interrupción de suministros de la Minera Milpo con un total de 32,12 MW.

8.4 Como consecuencia de la falla desconectaron los transformadores T3-261 y T4-261 de la S.E. Independencia por actuación de su protección de sobrecorriente, interrumpiéndose el suministro de la barra de 10 kV de la S.E. Independencia con un total de 0,99 MW. Asimismo, se formó el sistema aislado compuesto por la CT Pisco con la carga de la barra de 60 kV de la S.E. Independencia.

8.5 La desconexión incorrecta del transformador 60/10,5 kV 24 MVA de la CT Independencia ocasionó un desbalance carga-generación en el sistema aislado, por lo cual, se produjo la activación del ERACMF a las 10:25 h.

8.6 Durante la operación del sistema aislado, a las 10:41 h y10:48 h se produjo la activación del ERACMF debido a que la C.T. Pisco no ejerció la regulación Primaria de Frecuencia (RPF) dentro de los parámetros establecidos en la NTCSE.

9. RECOMENDACIONES:

A REP: Presentar al COES un informe técnico ampliatorio identificando las causas de la posible falla mecánica del seccionador SA-2187; asimismo, las medidas correctivas que implementarán para mitigar el riesgo de que un seccionador de barra se cierre en forma intempestiva durante trabajos de mantenimiento de otra celda, tal como ocurrió en el presente evento.

A REP: Revisar la configuración de ajustes y umbrales de arranque del relé de distancia de la línea L-2210 (Independencia - Ica) en el extremo de Ica. Esto en concordancia con lo expuesto en el ítem 6.18 del presente informe.

A EGESUR: Informar el motivo por el cual actuó la protección diferencial del transformador de la CT Independencia; en el presente evento la falla en la barra "A" de Independencia fue una falla externa por lo que esta protección no debió actuar. Asimismo, informar las acciones correctivas que se implementarán para mitigar el riesgo de una incorrecta actuación de la protección diferencial.

A EGASA: Realizar las acciones técnicas necesaria para que la C.T. Pisco, pueda ejercer la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

A ELECTRODUNAS: Revisar la coordinación de protecciones de la función sobrecorriente direccional de las líneas L-6623 y L-6625 con la protección de distancia zona 2 de las líneas L-2209 y L-2210. Esto en concordancia con lo expuesto en los ítems 6.9 y 6.10 del presente informe.

A ELECTRODUNAS: Realizar la revisión del esquema de ERACMF implementado en el alimentador PA217 debido a que se activó el ERACMF por derivada en forma incorrecta, sin que se presenten condiciones para su activación.

A CREDITEX: Realizar la revisión del esquema de ERACMF implementado en sus instalaciones ya que en el presente evento se activaron las etapas 3 y 5 en forma incorrecta. Asimismo, sincronizar el relé de mínima frecuencia con medición de tiempo satelital (GPS).

SUB DIRECTOR DE EVALUACION V°B° ING. ALEX LEON COES

10. DOCUMENTOS CONSIDERADOS EN EL INFORME

N°	EMPRESA	INFORMACIÓN FINAL	FECHA DOCUMENTO
1	RED DE ENERGÍA DEL PERU	OP/AP-000014292017	03.09.2017
2	EGESUR	CC-IF-025-2017	03.09.2017
3	ACEROS AREQUIPA	INF-20-2017	04.09.2017
4	COORDINADOR COES	SCO – N1 – 043 IF – 2017	04.09.2017

N°	EMPRESA	INFORMACIÓN FINAL	FECHA DOCUMENTO
5	ELECTRODUNAS	GO/CC-ESM-017-2017	04.09.2017
6	ELECTRODUNAS	GO/CC-ESM-018-2017	04.09.2017
7	EGASA	EGA-003/2017	20.09.2017

San Isidro, 3 de octubre de 2017

ING. ALEX LEÓN JUSCAMAITA
SUB DIRECTOR DE EVALUACION
COES
CIP. 92106

Ing. FRANCISCO TORRES GARCIA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES