COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Lima, 14 de abril de 2014

COES/D/DO-202-2014

Ingeniero
Julio Salvador Jácome
Gerente General (e)
OSINERGMIN
Presente.-

Asunto : **ADJUNTA INFORME TÉCNICO**

De mi consideración:

Por encargo del Director Ejecutivo y 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-29-2014 del 10.04.2014, respecto al evento EV-029-2014, Desconexión de la C.T. Fénix, ocurrido el 22.03.2014, a las 05:51:01 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-201-2014, cuya copia le ha sido remitida.

Sin otro particular, hago propicia la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

Ing. FRANCISCO TORRES GARCIA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES

Adj. :Lo indicado.
C.c. : FENIX
Ings. Rodolfo Zamalloa (Soc.Minera Cerro Verde), Mauro Condori, Pablo Diaz (Aceros Arequipa), Pedro Díaz (Yura), Carlos Betteta (Minera Codestable), Juan Carlos Alfaro (Shougesa), Javier Briceño (Barrick), Carlos Rosas(Chinango), Luis Carlos Estrella (Minera Miski Mayo), Jesús Muedas (Conenhua), Carlos Rosas (EDEGEL), Alberto Muñante Aquije. DGE, OSINERGMIN, D, DP, SEV, SCO, SPR, DJR, SNP .

Manuel Roaud y Paz Soldán Nº 364
San Isidro, Lima - Perú
Telf.: (51-1) 611-8585 - Fax: (51-1) 705-3076
www.coes.org.pe

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INFORME TÉCNICO
COES/D/DO/SEV/IT-029-2014

EVENTO : Desconexión de la C.T. Fénix

FECHA : 22.03.2014

HORA : 05:51:01 h

1. DESCRIPCIÓN DEL EVENTO

Se produjo la desconexión de la unidad TG11 de la C.T. Fénix con 182,00 MW, debido a la actuación de su protección de sobretemperatura de vapor de alta presión del caldero HRSG11, la cual fue originada por la salida intempestiva de la unidad TV10 de la C.T. Fénix.

Previamente, a las 05:46:35 h se había producido la desconexión de la unidad TV10 de la C.T. Fénix con 158,00 MW por causas no determinadas por la empresa y a las 05:49:17 h también había desconectado la unidad TG12 de la C.T. Fénix con 125,00 MW, por la actuación de su protección de sobretemperatura de vapor de alta presión del caldero HRSG12 originado por la desconexión de la unidad TV10. Cabe indicar que las unidades TG11, TG12 y TV10 de la C.T Fénix se encontraban operando por pruebas como ciclo combinado.

La sucesiva desconexión de las unidades TV10 y TG12 de la C.T. Fénix no ocasionó interrupción de suministros, sin embargo la desconexión de la TG11 de la C.T. Fénix, provocó que la frecuencia del SEIN disminuya hasta 59,014 Hz, con lo cual se registró la activación de la 1º etapa del *Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia* (ERACMF) que interrumpió un total de 31,17 MW.

A las 05:53 h, el CCO-COES[1] inició las coordinaciones para la recuperación de los suministros interrumpidos.

2. CONDICIONES DEL SISTEMA PREVIAS AL EVENTO

2.1 Centros de generación involucrados:

N °	Central	Unidad	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAr)
1	Fénix	TV10	158,00	13,44
		TG11	182,00	21,40
		TG12	125,00	13,70

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN V°B° ING. ALEX LEÓN COES

[1] CCO-COES: Centro de Coordinación de Operaciones del COES-SINAC

3. SECUENCIA CRONOLÓGICA DE EVENTOS

Hora	S.E. / C.C.	Descripción
05:46:35	**Fénix**	**Desconexión de la unidad TV10 de la C.T. Fénix con 158,00 MW, cuya causa no fue informada por la empresa Fénix Power Perú S.A. La C.T. Fénix se encontraba operando por pruebas en ciclo combinado con una generación total de 465,00 MW.**
05:47	CCO-COES	Coordinó con el CC-EGN[2] incrementar al máximo la generación de la C.H. Cañón del Pato.
05:47	CCO-COES	Coordinó con el CC-ENS[3] incrementar a máxima generación la C.T. Chilca Uno.
05:47	CCO-COES	Coordinó con el CC-EGA[4] incrementar a máxima generación la C.H. Charcani V.
05:48	CCO-COES	Coordinó con el CC-EDG[5] que la C.H. Huinco se quedara con la máxima generación.
05:48	CC-FPP[6]	Informó al CCO-COES la desconexión de la unidad TV10 de la C.T. Fénix. Asimismo, informó que la unidad TG12 estaba disminuyendo su generación a 125 MW.
05:49:17	**Fénix**	**Desconexión de la unidad TG12 de la C.T. Fénix, debido a la sobretemperatura del vapor de alta presión del caldero HRSG12, producido por la desconexión de la unidad TV10.**
05:49	CC-FPP	Informó al CCO-COES la desconexión de la unidad TG12 de la C.T. Fénix.
05:49	CCO-COES	Coordinó con el CC-EDG incrementar al máximo la generación de la C.T. Ventanilla.
05:49	CCO-COES	Coordinó con el CC-KLP[7] incrementar a 650,00 MW la generación de la C.T. Kallpa.
05:50	CCO-COES	Coordinó con el CC-EDG incrementar a 160 MW la generación de la unidad TG8 de la C.T. Santa Rosa.
05:51:01	**Fénix**	**Desconexión de la unidad TG11 de la C.T. Fénix por sobretemperatura del vapor de alta presión del caldero HRSG11, producto de la desconexión de la unidad TV10.**
05:52	CC-LDS[8]	Informó al CCO-COES que tuvo la interrupción de 31,49 MW por activación del ERACMF.
05:53	CC-ESE[9]	Informó al CCO-COES que tuvo aproximadamente 1,00 MW de interrupción por activación del ERACMF. El CCO-COES autorizó restablecer su carga interrumpida.
05:53	CC-CMA[10]	Informó al CCO-COES que tuvo aproximadamente 4,00 MW de interrupción por activación del ERACMF.
05:54	CC-EDN[11]	Informó al CCO-COES que tuvo aproximadamente 5,00 MW de interrupción por activación del ERACMF. El CCO-COES autorizó restablecer su carga interrumpida.

[2] CC-EGN: Centro de control de EGENOR
[3] CC-ENS: Centro de control de ENERSUR
[4] CC-EGA: Centro de control de EGASA
[5] CC-FPP: Centro de control de FÉNIX POWER PERÚ
[6] CC-EGA: Centro de control de EGASA
[7] CC-KLP: Centro de control de KALLPA GENERACIÓN
[8] CC-LDS: Centro de control de LUZ DEL SUR
[9] CC-ESE: Centro de control de ELECTRO SUR ESTE
[10] CC-CMA: Centro de control de COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA
[11] CC-EDN: Centro de control de EDELNOR

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN (e) V°B° ING. ALEX LEÓN COES

Hora	S.E. / C.C.	Descripción
05:54	CC-FPP	Informó al CCO-COES que se habían desconectado las 3 unidades de la C.T. Fénix.
05:55	CC-MCV[12]	Informó al CCO-COES que tuvo interrupción de suministros por activación del ERACMF.
05:55	CC-ELN[13]	Informó al CCO-COES que tuvo 1,10 MW de interrupción por activación del ERACMF. El CCO-COES autorizó restablecer su carga interrumpida.
05:56	CCO-COES	Coordinó con el CC-LDS restablecer toda su carga interrumpida.
05:56	CC-MSL[14]	Informó al COES que tuvo interrupción de suministros. El CCO-COES autorizó restablecer su carga interrumpida.
05:56	CCO-COES	Coordinó con el CC-HID[15] restablecer toda su carga interrumpida.
05:57	CC-SID[16]	Informó al CCO-COES que tuvo interrupción de suministros por activación del ERACMF. El CCO-COES autorizó restablecer su carga interrumpida.
05:58	CCO-COES	Coordinó con el CC-MCV restablecer toda su carga interrumpida.
05:58	CCO-COES	Coordinó con el CC-ENS[17] restablecer la carga interrumpida de todos sus clientes que se hubieran visto afectados.
05:59	**CCO-COES**	**Coordinó con el usuario libre minera Antamina restablecer toda su carga interrumpida.**
06:41	CC-FPP	Solicitó al CCO-COES sincronizar la unidad TG12 de la C.T. Fénix con una generación de 35,00 MW.
06:46	Fénix	Se conectó al SEIN la unidad TG12 de la C.T. Fénix con una generación de 35,00 MW.
09:51	CC-FPP	Desconectó manualmente la unidad TG12 de la C.T. Fénix y suspendió sus pruebas.

(*): Las horas son secuenciales y aproximadas en base a la información disponible

4. SEÑALIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES

S.E.	Equipo	Código	Señalizaciones	INT	A/C
Fénix	TV10	S1.L86ST	TURBINE TRIP FROM GENERATOR PROTECTION PANEL	52 L10	A
Fénix	TG12	12TAHHH1060B	12 HP STEAM HDR TEMP HHH ALM (Muy alta temperatura de vapor de alta presión)	52 L12	A
Fénix	TG11	11TAHHH1060B	11 HP STEAM HDR TEMP HHH ALM (Muy alta temperatura de vapor de alta presión)	52 L11	A

A/C: Abierto/ Cerrado

[12] CC-MCV: Centro de control de MINERA CERRO VERDE
[13] CC-ELN: Centro de control de ELECTRO NORTE
[14] CC-MSL: Centro de control de MINERA SANTA LUISA
[15] CC-HID: Centro de control de HIDRANDINA
[16] CC-SID: Centro de control de SIDER PERÚ
[17] CC-ENS: Centro de control de ENERSUR

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN V°B° ING. ALEX LEÓN COES

5. CONTADOR DE INTERRUPTORES

No fueron reportados.

6. ANÁLISIS DEL EVENTO

6.1 A las 05:46:35 h, se produjo la desconexión de la unidad TV10 de la C.T. Fénix (ver Figuras 1 y 2) cuando generaba una potencia de 158,00 MW. La empresa Fénix Power Perú S.A., titular de la central, indicó que no encontró evidencias de la causa de la desconexión. La central operaba por pruebas en ciclo combinado (TG11+TG12+TV10) con una generación total de 465,00 MW cuando ocurrió la desconexión.

Por otro lado, la empresa Fénix Power Perú S.A. indicó que la causa más probable de la salida de servicio de la unidad TV10 fue una conexión suelta en el circuito eléctrico de corriente continua (DC) que alimenta al relé de protección de la unidad. Asimismo, informó que, luego del evento, se realizaron todas las revisiones pertinentes con resultados satisfactorios, por lo que nuevamente se puso en servicio la central, no teniendo problemas en su operación. Las acciones que realizaron fueron las siguientes:

- Revisión del cableado de todos los circuitos.
- Prueba de saturación de los TC's.
- Prueba de relación de transformación de los TC's.
- Revisión de la interface entre relés de protección de la TV10 GE G60 (principal) y Beckwith M3425AE (respaldo).
- Revisión de la señal de tensión continua y verificación de correcta señalización.

2014-03-22 05:46:35.868	Alarm	ALARMED	LVL_1	16781356	S1	S1.L86G2_ALM	UNIT TRIP VIA 86G1B LOCKOUT RELAY
2014-03-22 05:46:35.868	Alarm	NORMAL	LVL_1	16789748	S1	S1.L52G1_ALM	GENERATOR BREAKER TRIPPED
2014-03-22 05:46:35.868	Event	ALARMED	Event	16781436	S1	S1.L86ST	Turbine Trip from Generator Protection Panel
2014-03-22 05:46:35.868	Event	ALARMED	Event	16786576	S1	S1.L43GEN_DS	Preset Generator Control to Off
2014-03-22 05:46:35.864	Soe	ALARMED	SOE	7100	S1	S1.I33tg_stdby	Turning Gear in Standby - Closed in Standby [PMVD-27ContactIn_...
2014-03-22 05:46:35.850	Soe	NORMAL	SOE	7103	S1	S1.I33tg_stp	Turning Gear Hand Switch In Stop [PMVD-27ContactIn_72]
2014-03-22 05:46:35.837	Soe	NORMAL	SOE	7362	S1	S1.I52gx1	52GX-1 Relay Status [PMVD-28ContactIn_75]
2014-03-22 05:46:35.828	Alarm	ALARMED	LVL_3	16781025	S1	S1.L30FX_ALM	EX2K DIAGNOSTIC ALARM
2014-03-22 05:46:35.828	Alarm	ALARMED	LVL_1	16781289	S1	S1.L86G1A_ALM	UNIT TRIP VIA 86G1A LOCKOUT RELAY
2014-03-22 05:46:35.828	Alarm	ALARMED	LVL_1	16781349	S1	S1.L74G_ALM	TRIP OF UNIT VIA 86G1

Figura 1. Registro de eventos del SCADA de la C.T. Fénix (Fuente: Fénix Power Perú).

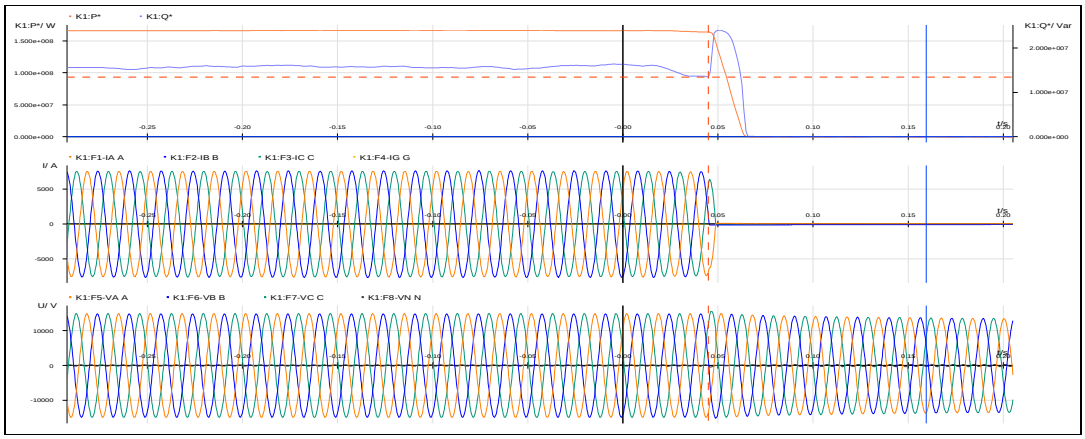

Figura 2. Registro oscilográfico de la unidad TV10 de la C.T. Fénix (Fuente: Fénix Power Perú).

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN (e) V°B° ING. ALEX LEÓN COES

6.2 Como consecuencia de la desconexión de la unidad TV10 de la C.T. Fénix, la frecuencia del SEIN disminuyó desde 59,891 Hz hasta 59,204 Hz. Posteriormente, la frecuencia se recuperó gradualmente a valores cercanos a 59,803 Hz por la acción de la reserva rotante del SEIN.

6.3 A las 05:49:17 h, se produjo la desconexión de la unidad TG12 de la C.T. Fénix, debido a la actuación de la protección de sobretemperatura de vapor de alta presión del caldero HRSG12, producida por la desconexión de la unidad TV10, de acuerdo con lo informado por la empresa Fénix Power Perú S.A, titular de la unidad.

6.4 Como consecuencia de la desconexión de la unidad TG12 de la C.T. Fénix, la frecuencia del SEIN disminuyó desde 59,792 Hz hasta 59,364 Hz (ver Figura 3). Posteriormente, la frecuencia se recuperó gradualmente a valores cercanos a 59,701 Hz por acción de la reserva rotante del SEIN.

6.5 A las 05:51:01 h, se produjo la desconexión de la unidad TG11 de la C.T. Fénix, debido a la actuación de la protección de sobretemperatura de vapor de alta presión del caldero HRSG11, producida por la desconexión de la unidad TV10, de acuerdo con lo informado por la empresa Fénix Power Perú S.A, titular de la unidad.

6.6 Como consecuencia de la desconexión de la unidad TG11 de la C.T. Fénix, la frecuencia del SEIN disminuyó desde 59,657 Hz hasta 58,998 Hz (ver Figura 3) por lo que se registró las condiciones para activar el *Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia* (ERACMF). Como consecuencia, se produjo la interrupción de 31,17 MW por la activación de la 1° etapa del ERACMF.

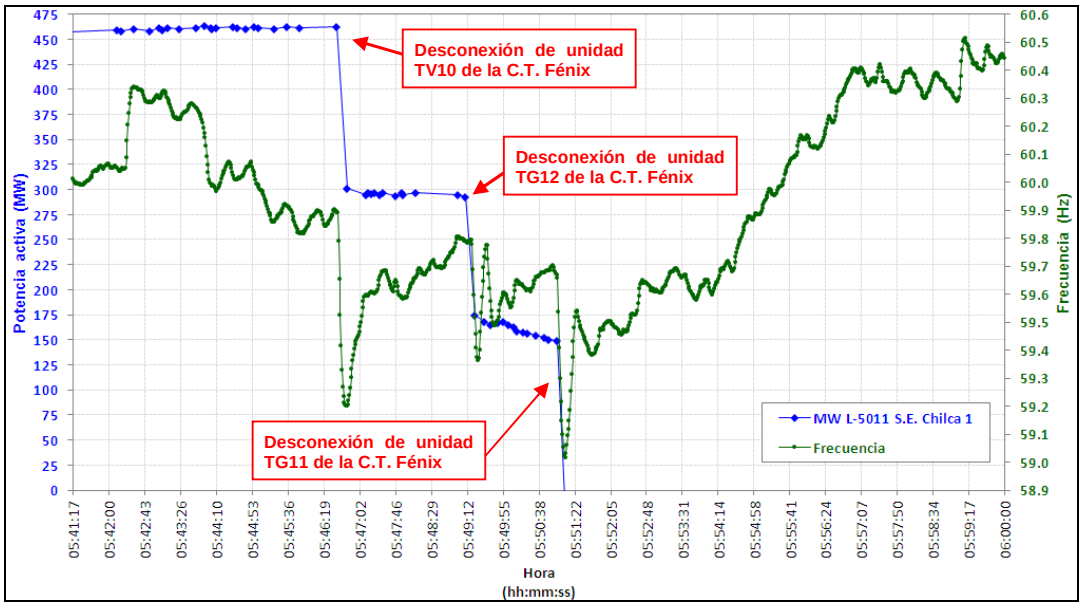

Figura 3. Registro de frecuencia del GPS de la S.E. San Juan y potencia activa de la C.T. Fénix (Fuente: SCADA COES)

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN V°B° ING. ALEX LEÓN COES

Evaluación de la actuación del ERACMF

6.7 Para verificar la operación de los relés de mínima frecuencia, se tiene en cuenta lo siguiente:

- La tolerancia de sus unidades de medida de frecuencia de los relés, cuyos valores típicos oscilan en ± 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 este motivo, se considera válido que en los límites de los umbrales de frecuencia algunos relés se activen y otros no lo hagan.

6.8 La evaluación del *Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia* (ERACMF) se realizó con la frecuencia de los GPS de las SS.EE. Chiclayo Oeste, San Juan, Socabaya y Dolorespata (ver Figuras 4, 5, 6 y 7). En la Tabla 1, se muestran las etapas que superan los ajustes del ERACMF para cada umbral de frecuencia, de acuerdo a los ajustes del Estudio de Rechazo de Carga y Generación del año 2014 (ver Tablas 2, 3, 4 y 5).

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN (e) V°B° ING. ALEX LEÓN COES

Tabla 1. Registro de evaluación del comportamiento de la frecuencia y su derivada para cada zona (formato F9 del procedimiento del ERACMF de Osinergmin)

Zona	Niveles de frecuencia		Duración del nivel f			Actuación
	Etapa	Nivel de f (Hz)	t inicio (hh:mm:ss)	t fin (hh:mm:ss)	Duración (hh:mm:ss)	de la etapa
Norte	1ra	f ≤ 59,0	05:51:09.450	05:51:09.600	00:00:00.150	f*
	2da	f ≤ 58,9	--	--	--	
	3ra	f ≤ 58,8	--	--	--	
	4ta	f ≤ 58,5	--	--	--	
	5ta	f ≤ 58,3	--	--	--	
	6ta	f ≤ 58,0	--	--	--	
	7ma	f ≤ 59,1	--	--	--	
Centro	1ra	f ≤ 59,0	05:51:09.466	05:51:09.800	00:00:00.334	f*
	2da	f ≤ 58,9	--	--	--	
	3ra	f ≤ 58,8	--	--	--	
	4ta	f ≤ 58,7	--	--	--	
	5ta	f ≤ 58,6	--	--	--	
	6ta	f ≤ 58,5	--	--	--	
	7ma	f ≤ 59,1	--	--	--	
Sur Este	1ra	f ≤ 59,0	05:51:08.566	05:51:08.716	00:00:00.150	f
	2da	f ≤ 58,9	--	--	--	
	3ra	f ≤ 58,8	--	--	--	
	4ta	f ≤ 58,7	--	--	--	
	5ta	f ≤ 58,6	--	--	--	
	6ta	f ≤ 57,0	--	--	--	
	7ma	f ≤ 59,1	--	--	--	
Sur Oeste	1ra	f ≤ 59,0	05:51:09.550	05:51:09.850	00:00:00.300	f*
	2da	f ≤ 58,9	--	--	--	
	3ra	f ≤ 58,8	--	--	--	
	4ta	f ≤ 58,7	--	--	--	
	5ta	f ≤ 58,6	--	--	--	
	6ta	f ≤ 58,0	--	--	--	
	7ma	f ≤ 59,1	--	--	--	

Zona	Niveles de gradiente			Duración gradiente			Actuación
	Etapa	Arranque (Hz)	Nivel de gradiente de f	t inicio (hh:mm:ss)	t fin (hh:mm:ss)	Duración (hh:mm:ss)	de la etapa
Norte	1ra	≤ 59,8	f' ≤ -0,75 Hz/s	--	--	--	
	2da	≤ 59,8	f' ≤ -0,75 Hz/s	--	--	--	
	3ra	≤ 59,8	f' ≤ -0,75 Hz/s	--	--	--	
Centro	1ra	≤ 59,8	f' ≤ -0,65 Hz/s	--	--	--	
	2da	≤ 59,8	f' ≤ -0,65 Hz/s	--	--	--	
	3ra	≤ 59,8	f' ≤ -0,65 Hz/s	--	--	--	
	4ra	≤ 59,8	f' ≤ -1,10 Hz/s	--	--	--	
Sureste	1ra	≤ 59,8	f' ≤ -1,10 Hz/s	--	--	--	
	2da	≤ 59,8	f' ≤ -1,10 Hz/s	--	--	--	
	3ra	≤ 59,8	f' ≤ -1,10 Hz/s	--	--	--	
Suroeste	1ra	≤ 59,8	f' ≤ -1,10 Hz/s	--	--	--	
	2da	≤ 59,8	f' ≤ -1,10 Hz/s	--	--	--	
	3ra	≤ 59,8	f' ≤ -1,10 Hz/s	--	--	--	
	4ta	≤ 59,8	f' ≤ -1,50 Hz/s	--	--	--	

*Evaluados con lo criterios definidos.

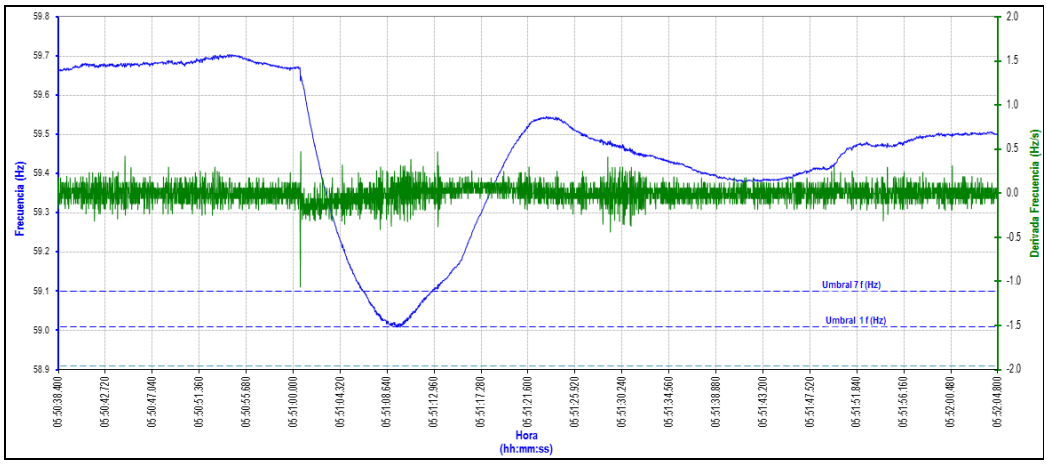

Figura 4. Registro de frecuencia y su derivada de frecuencia calculada, S.E. Chiclayo Oeste (Fuente: GPS COES)

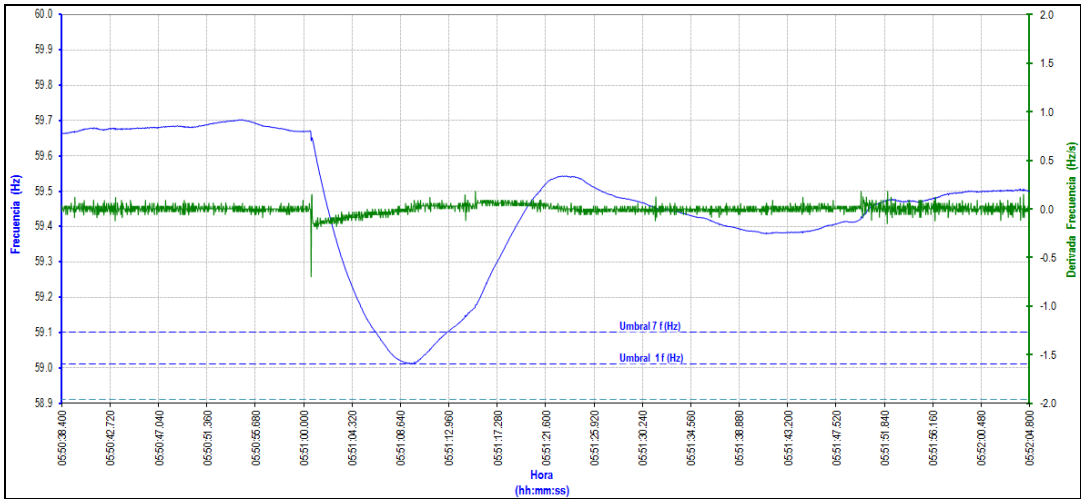

Figura 5. Registro de frecuencia y su derivada de frecuencia calculada, S.E. San Juan (Fuente: GPS COES)

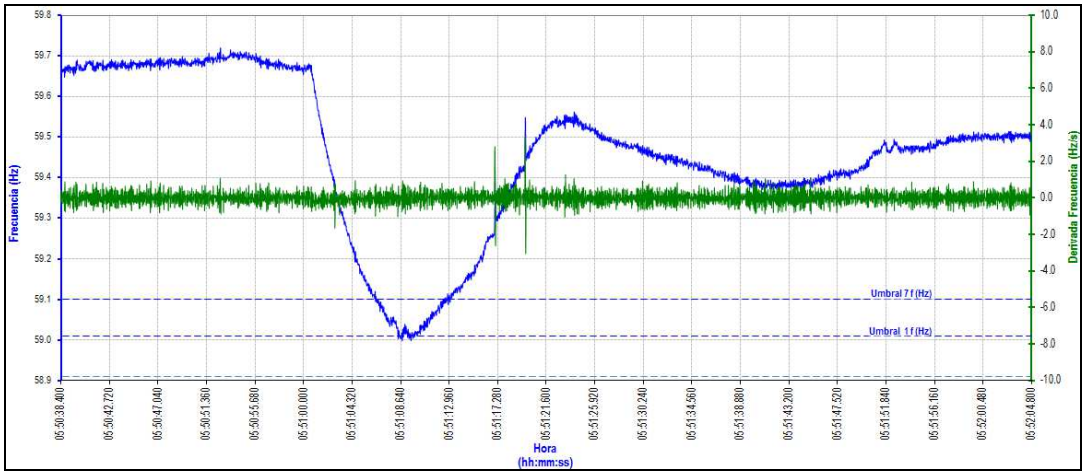

Figura 6. Registro de frecuencia y su derivada de frecuencia calculada, S.E. Dolorespata (Fuente: GPS COES)

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN (e) V°B° ING. ALEX LEÓN COES

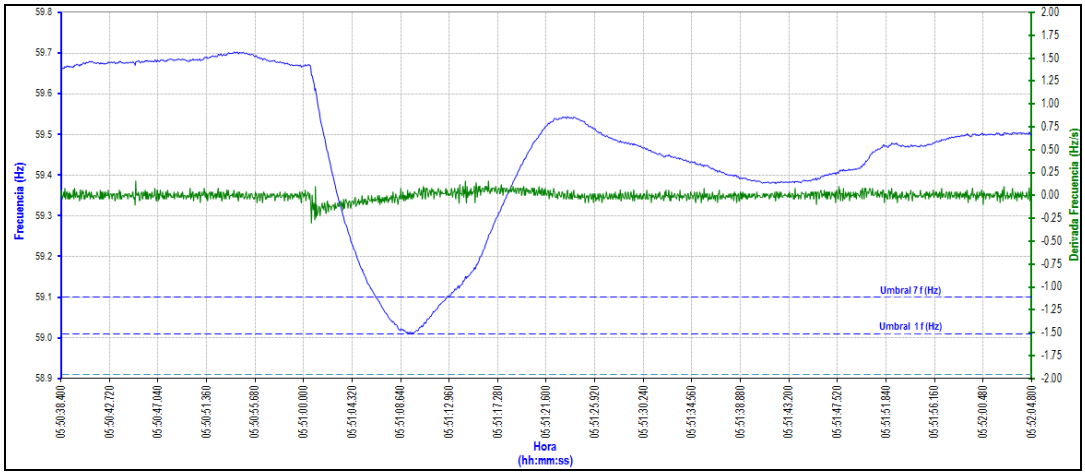

Figura 7. Registro de frecuencia y su derivada de frecuencia calculada, S.E. Socabaya (Fuente: GPS COES)

Tabla 2. Ajustes del ERACMF 2014 de la Zona 1 (Área Norte desde Guadalupe hasta Zorritos)

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%	59.00	0.15	59.8	-0.75	0.15
2	6.0%	58.90	0.15	59.8	-0.75	0.15
3	16.0%	58.80	0.15	59.8	-0.75	0.15
4	10.0%	58.50	0.15			
5	8.0%	58.30	0.15			
6	6.0%	58.00	0.15			
7	2,5%	59.10	30.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente.
(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59,1 Hz
(3) Si el relé no permitiera ajustar la pendiente a -0.75 Hz/s, esta podrá ser ajustada a -0.7 Hz/s
(4) La temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas que se localizan aguas abajo de las subestaciones Zorritos 220 kV, Talara 220 kV y de las líneas L-6654 y L-6698 es 300 ms

Tabla 3. Ajustes del ERACMF 2014 de la Zona 2 (Área Centro y subestaciones Chimbote 1, Trujillo Norte, Cajamarca y Kiman Ayllu)

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%	59.00	0.15	59.8	-0.65	0.15
2	6.0%	58.90	0.15	59.8	-0.65	0.15
3	4.0%	58.80	0.15	59.8	-0.65	0.15
4	5.0%	58.70	0.15	59.8	-1.1	0.15
5	5.0%	58.60	0.15			
6	8.0%	58.50	0.15			
7	2,5%	59.10	30.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente.
(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59,1 Hz
(3) Si el relé no permitiera ajustar la pendiente a -0.65 Hz/s, esta podrá ser ajustada a -0.6 Hz/s
(4) La temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas que se localizan aguas abajo del transformador 138/66 kV de la subestación Huallanca y del transformador 10/66 kV de la subestación Kiman Ayllu es 300 ms

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN (e) V°B° ING. ALEX LEÓN COES

Tabla 4. Ajustes del ERACMF del Área Sur Este, ERACMF del 2014

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%	59.00	0.15	59.8	-1.1	0.15
2	6.0%	58.90	0.15	59.8	-1.1	0.15
3	10.0%	58.80	0.15	59.8	-1.1	0.15
4	11.0%	58.70	0.15			
5	9.0%	58.60	0.15			
6	12.0%	57.50	0.15			
7	2,5%	59.10	30.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente.
(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59,1 Hz
(3) La temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s

Tabla 5. Ajustes del ERACMF del Área Sur Oeste, ERACMF del 2014

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%	59.00	0.15	59.8	-1.1	0.15
2	6.0%	58.90	0.15	59.8	-1.1	0.15
3	12.0%	58.80	0.15	59.8	-1.1	0.15
4	12.0%	58.70	0.15	59.8	-1.5	0.15
5	12.0%	58.60	0.15			
6	7.0%	58.00	0.15			
7	2,5%	59.10	30.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente.
(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59,1 Hz

6.9 De acuerdo con las Figuras 4, 5, 6 y 7, y a la Tabla 1, se concluye que en las áreas Norte, Centro, Sur Este y Sur Oeste se presentaron condiciones para activar la 1º etapa del *Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia* (ERACMF) por umbral de frecuencia. No se presentaron condiciones para activar el esquema por derivada de frecuencia. La evaluación de la 1º etapa del ERACMF se realizó considerando las premisas establecidas en el numeral 6.7, por lo cual se considera válido que solo se haya activado en algunas empresas.

6.10 Las interrupciones producidas por actuación del ERACMF se muestran en la Tabla 6 por empresa, zona y etapa. Asimismo, en la Figura 8, se muestra las empresas que reportaron sus actuaciones en la Extranet de Osinergmin.

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN (e) VºBº ING. ALEX LEÓN COES

Tabla 6. Suministros interrumpidos por Etapa del ERACMF

ZONA	EMPRESA	ETAPA								Total Zona (MW)
		1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	S/D	
ZONA 2	CMA	3,60								3,60
	EDN	1,40								1,40
	ELN	1,10								1,10
	GLR	0,00								0,00
	LDS	13,42								13,42
	MSL	0,23								0,23
	PRA	0,00								0,00
	SDF	0,00								0,00
	SID	2,05								2,05
ZONA 3	ESE	0,84								0,84

ZONA	EMPRESA	ETAPA								Total Zona (MW)
		1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	S/D	
ZONA 4	MCV	8,40								8,40
	MSR	0,12								0,12
TOTAL ETAPA		31,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,17

La información de esta página esta relacionada al **ESTUDIO 2014**

Actuaciones de las Empresas para el Evento del 22/03/2014 05:47:00

[Descargar plantilla]

Empresa	Fecha de registro	Demanda
MINERA ANTAMINA	22/03/2014 21:37:41	3.6
EDELNOR	22/03/2014 09:27:09	1.4
ELECTRONORTE	24/03/2014 09:20:09	1.1
ELECTRO SUR ESTE	22/03/2014 15:51:39	0.838
GLORIA	24/03/2014 11:34:45	0.0
LUZ DEL SUR	23/03/2014 12:03:51	13.42
CERRO VERDE	24/03/2014 19:02:35	8.4
MINSUR	22/03/2014 11:34:24	0.125
PRAXAIR	24/03/2014 10:38:24	0.0
SUDAMERICANA DE FIBRAS cliente libre SA	24/03/2014 09:26:27	0.0
SIDERPERU	23/03/2014 15:13:28	2.05

[Volver]

Figura 8. Empresas que reportaron en la Extranet de Osinergmin al 02.04.2014

Demora en la normalización de suministros interrumpidos:

6.11 A las 05:59 h, el CCO-COES realizó la última coordinación para restablecer los suministros interrumpidos de los usuarios libres.

El usuario libre MINSUR no comunicó oportunamente al CCO-COES la interrupción de sus suministros. Por lo tanto, la demora desde las 06:14 h (hora de la última coordinación del CCO-COES para la normalización más 15 minutos de tolerancia) en la normalización de la carga del alimentador C-3 de la S.E. Casa de Fuerza de la empresa MINSUR es responsabilidad de la misma empresa.

7. CONSECUENCIAS

7.1 **En la Calidad del Producto:** No se presentaron transgresiones a la calidad de frecuencia.

7.2 **En la Calidad del suministro:**

7.2.1 Se produjeron las siguientes interrupciones de carga, por la activación del ERACMF:

ZONA	SUMINISTRO	S.E.	Potencia (MW)	INICIO (hh:mm:ss)	FINAL (hh:mm:ss)	Duración (min)	Función	Etapa
ZONA 2	CMA - Antamina(SECC 25 New Camp)	Antamina	3,60	05:51:00	06:01:00	10,00	f	1
ZONA 2	EDN - Jicamarca(J - 01)	Jicamarca	1,40	05:51:14	05:56:02	4,80	f	1
ZONA 2	ELN - Olmos(A2054)	Olmos	1,10	05:51:12	05:56:00	4,80	f	1
ZONA 3	ESE - Andahuaylas(AN05)	Andahuaylas	0,55	05:47:00	05:53:00	6,00	f	1
ZONA 3	ESE - Chahuares(CH01)	Chahuares	0,16	05:47:00	05:54:00	7,00	f	1
ZONA 3	ESE - Andahuaylas(AN06)	Andahuaylas	0,13	05:47:00	05:54:00	7,00	f	1

SUB DIRECTOR DE EVALUACIÓN (e) V°B° ING. ALEX LEÓN COES

ZONA	SUMINISTRO	S.E.	Potencia (MW)	INICIO (hh:mm:ss)	FINAL (hh:mm:ss)	Duración (min)	Función	Etapa
ZONA 2	LDS - Pachacamac(PA - 04)	Pachacamac	2,50	05:51:09	05:57:22	6,22	f	1
ZONA 2	LDS - Pachacamac(PA - 03)	Pachacamac	3,00	05:51:09	05:57:22	6,22	f	1
ZONA 2	LDS - Pachacamac(PA - 06)	Pachacamac	4,28	05:51:09	05:57:42	6,55	f	1
ZONA 2	LDS - Pachacamac(PA - 05)	Pachacamac	3,64	05:51:09	05:57:32	6,38	f	1
ZONA 4	MCV - Sulfuros(Agua Rio Chili)	Sulfuros	8,40	05:51:08	05:59:34	8,43	f	1
ZONA 2	MSL – Huallanca Nueva	Huallanca Nueva	0,23	05:52:00	05:59:00	7,00	f	1
ZONA 4	MSR - Casa Fuerza(C - 03)	Casa Fuerza	0,13	05:51:09	07:07:00	75,85	f	1
ZONA 2	SID - Principal(Z656)	Principal	0,10	05:47:00	06:01:00	14,00	f	1
ZONA 2	SID - Principal(Z662)	Principal	1,05	05:47:00	06:01:00	14,00	f	1
ZONA 2	SID - Principal(Z667)	Principal	0,90	05:47:00	06:01:00	14,00	f	1
Total			**31,17**					

Las horas no se encuentran sincronizadas con GPS.

8. CONCLUSIONES

8.1 La causa exacta de la desconexión de la unidad TV10 de la C.T. Fénix no fue determinada. De acuerdo a lo informado por la empresa Fénix Power Perú S.A., titular de la unidad, la causa probable de esta desconexión sería una conexión suelta en el circuito eléctrico de corriente continua (DC) que alimenta al relé de protección de la unidad.

8.2 La desconexión de las unidades TG11 y TG12 de la C.T. Fénix se debió a la actuación de la protección de sobretemperatura de vapor de alta presión de sus calderos HRSG11 y HRSG12, respectivamente producto de la desconexión intempestiva de la unidad TV10 de la C.T. Fénix.

8.3 La interrupción de los suministros en el SEIN con un total de 31,17 MW por la activación de la 1º etapa del *Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia* (ERACMF) fue una consecuencia de la desconexión de la C.T. Fénix.

8.4 La demora, desde las 06:14 h, en la normalización de la carga del alimentador C-3 de la S.E. Casa de Fuerza de la empresa MINSUR, es de responsabilidad de la misma empresa, por lo indicado en el numeral 6.11.

9. DOCUMENTOS CONSIDERADOS EN EL INFORME

N°	EMPRESA	INFORME FINAL	Fecha de Entrega
1	COES	CT-AF/EV-029-2014	02.04.2014
		SCO – N1 - 099 IF – 2014	24.03.2014
2	FÉNIX POWER PERÚ	FX-21-IFP-2014	22.02.2014
3	ANTAMINA	PS-RER-006	24.03.2014
4	EDELNOR	C. N° 016-SGOCS-2014	24.03.2014
5	ELECTRO NORTE	CCO – 22-03- 2014	22.03.2014

N°	EMPRESA	INFORME FINAL	Fecha de Entrega
6	ELECTRO SUR ESTE	IOF-037 – 2014	24.03.2014
7	MINERA CERRO VERDE	CV-PT-008-2014	24.03.2014

San Isidro, 10 de abril de 2014

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

Ing. FRANCISCO TORRES GARCIA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES