

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA UNIDAD OPERATIVA MINERA

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
EDWIN PABLO GÓMEZ OBREGÓN**

**PROMOCIÓN
2012-I**

**LIMA-PERÚ
2015**

**MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO DE UNA
UNIDAD OPERATIVA MINERA**

Dedico con mucho cariño el presente trabajo a mis padres, hermanos y a mi preciosa novia, quienes con mucho amor, ejemplo y confianza me impulsan cada día sombrero a encontrar la luz de perseverancia, esa luz necesaria para proseguir y enfrentar cualquier reto que me depara la vida

SUMARIO

En el presente informe se desarrolla el proyecto de modernización del sistema de protección de una unidad operativa minera, con el fin de gestionar remotamente el sistema eléctrico y mejorar la confiabilidad de la producción; logrando de esta manera dar solución a los continuos problemas que padecía la Unidad Operativa, como por ejemplo:

Paradas innecesarias en la producción.

Disminución de vida útil de los motores.

Mantenimiento constante de los equipos electromecánicos.

Baja confiabilidad.

El sistema eléctrico en estudio, pertenece a la Unidad Operativa Minera Cuajone, situada en el departamento de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, distrito de Torata. La mina es de tajo abierto y pertenece a la Empresa Southern Perú Copper Corporation (SPCC).

Al final del informe se demuestra que con la modernización se logra reducir las pérdidas de producción, equivalente a un ahorro anual de US\$ 190,480.

El informe desarrolla los aspectos situacionales del caso de estudio y concluye con el planteamiento de la solución, la ejecución de los trabajos y todos los análisis respectivos.

ÍNDICE

SUMARIO	V
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	3
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Objetivos del trabajo.....	3
1.3 Evaluación del problema	3
1.4 Alcance del trabajo	4
1.5 Síntesis del trabajo	6
CAPÍTULO II MARCO SITUACIONAL DEL CASO DE ESTUDIO	7
2.1 Características principales del sistema eléctrico	7
2.2 Subestación principal BOTIFLACA.....	10
2.2.1 Aspectos generales	10
2.2.2 Resumen y datos técnicos.....	12
2.2.2 Caso de Estudio: Concentradora Cuajone	13
CAPÍTULO III METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	14
3.1 PlanTEAMiento de la solución.....	14
3.1.1 Evaluación de alternativas.....	14
3.1.2 Descripción del relé seleccionado (hardware y software)	15
3.1.3 Dimensionamiento de trabajos	21
3.2 Ejecución de los trabajos relacionados al proyecto.....	24
3.2.1 Reemplazo de relés electromecánicos.....	26
3.2.2 Instalación de Bloque de Bomes	27
3.2.4 Cableado y Marcado.....	28
3.2.5 Resane de tableros.....	30
3.2.6 Maniobras de seguridad	31
CAPÍTULO IV DESCRIPCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MONITOREO INTELIGENTE	32
4.1 Descripción de Servicios Windows	32
4.1.1 Instalación TEAM DDC	32
4.1.2 Instalación TEAM EDT	32
4.1.3 Instalación TEAM TMS	32
4.2 Visión general del Acselevator TEAM	32
4.2.1 Administrador de dispositivos	33
4.2.2 Script Manager	36

4.2.3 Usuarios y Contraseñas	36
4.3 Configuración del Acceleator TEAM SEL 5045.....	38
4.3.1 Ajustes de comunicación del relé SEL	38
4.3.2 Arquitectura y distribución de los relés SEL	38
4.3.3 Configuración del Relé SEL.....	39
4.3.4 Configuración de tareas en el Acceleator TEAM.....	40
4.3.5 Configuración de los Metering Points.....	41
4.4 View Events.....	41
4.4.1 Event Summary	42
4.4.2 Preferences	45
4.5 Event Timeline	45
4.5.1 Live View	46
4.5.2 Tool Box Band	46
4.5.3 Event Display.....	47
4.5.4 Scrolling Time Bands.....	47
4.5.5 Setting Time Options	47
CAPÍTULO V ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	48
5.1 Análisis y diagnóstico del nivel de productividad.....	48
5.2 Evaluación económica de las pérdidas de producción.....	49
5.3 Evaluación del costo de implementación y retomo de inversión	50
5.4 Evaluación de la mejora en la gestión del monitoreo inteligente.....	50
5.4.1 Configuración pre-falla del sistema	50
5.4.2 Descripción	51
5.4.3 Revisión de eventos y descarga oscilográfica.....	52
5.4.4 Análisis e interpretación de la falla	53
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	54
ANEXOS.....	56
ANEXO A	57
ANEXO B	65
ANEXO C	67
BIBLIOGRAFÍA.....	70

INTRODUCCIÓN

El proyecto desarrollado en el presente informe surge a raíz de la baja confiabilidad en el sistema de protección y pérdidas de producción de la unidad operativa minera de Cuajone, (Concentradora Cuajone).

Los problemas presentados fueron: Paradas innecesarias en la producción, disminución de vida útil de los motores, mantenimiento constante de los equipos electromecánicos, baja confiabilidad, etc.

En este documento se detalla la modernización del sistema de protección de la Concentradora Cuajone, el cual consistió entre otros aspectos, en el cambio de los relés electromecánicos por unos relés digitales de la marca SEL, modelo SEL 351A,

El sistema de protección de las celdas de media tensión de 13.8 kV y 6.9 kV de la barra III de la Concentradora Cuajone eran controladas por relés electromecánicos. Estos equipos fueron instalados conjuntamente con las celdas y el equipamiento electromecánico original de la subestación en los años 70s.

Durante este proceso de modernización, se instalaron un total de 10 relés de protección de sobrecorriente; y fue gracias a la integración de estos dispositivos que se obtuvo: precisión, multifuncionalidad, capacidad de almacenamiento de eventos e integración a un sistema de gestión remota y Scada; logrando de esta manera demostrar un monitoreo inteligente y una mejora en la confiabilidad de la producción.

El inicio del proceso de modernización del sistema de protección de SPCC se llevó a cabo en la Concentradora Cuajone, cuyo sistema eléctrico pertenece a la SE Botiflaca; y fue gracias a los resultados obtenidos, que meses después, se tomó la decisión de ampliar dicha modernización a toda la subestación y luego a todas las demás subestaciones principales de la unidad minera.

Dado que las subestaciones tienen una importancia estratégica para toda empresa que posee centros de transformación y distribución de energía eléctrica, la interrupción de la misma, exige una respuesta inmediata, dirigida, planificada y organizada.

Dirigida, logrando una eficiente administración de los recursos.

Planificada, de manera que se logre restablecer el servicio en el menor tiempo posible.

Organizada, de forma tal, que se cuente con los recursos humanos y materiales adecuados.

El presente informe ilustra de manera simple el proceso a seguir frente a una subestación "antigua", para mejorar en dos temas críticos, como son: el monitoreo inteligente y la mejora de la confiabilidad.

Para dicho fin se redactó el siguiente informe, el cual consta de cinco capítulos:

El Capítulo I "Planteamiento de ingeniería del problema".- En este capítulo se realiza el planteamiento de ingeniería del problema, haciendo una descripción del mismo para luego establece los objetivos, evaluar el problema y precisar el alcance del presente informe.

El Capítulo II "Marco Situacional del Caso de Estudio".- En este capítulo se exponen lo correspondiente al caso de estudio. Está organizado en tres secciones principales:

- Características principales del sistema eléctrico.- En donde se describe brevemente el panorama del sistema eléctrico en el que se encuentra la subestación Botiflaca.
- Subestación principal Botiflaca.- Donde se presenta la información técnica de la subestación Botiflaca.
- Caso de Estudio: Concentradora Cuajone.- Descripción de la Unidad Operativa antes del inicio de la modernización.

- Capítulo III "Metodología para la Solución del Problema".- Este capítulo se organiza en dos secciones principales. Por un lado el planteamiento de la solución y por otro la ejecución de los trabajos relacionados al proyecto.

- Capítulo IV "Descripción de la implementación del monitoreo inteligente".- En este capítulo se realiza una descripción general del software, configuración e integración de los relés digitales y se muestra los aplicativos y funciones para el desarrollo del monitoreo inteligente.

- Capítulo V "Análisis y Presentación de Resultados".- En donde se desarrollan los siguientes ítems principales: Análisis y diagnóstico del nivel de productividad, evaluación económica de las pérdidas de producción, del costo de implementación y retomo de inversión, evaluación de la mejora en la gestión del monitoreo inteligente, y gestión para el análisis de un evento.

Para la realización del informe es necesario resaltar y reconocer el apoyo brindado por la empresa SPCC; y de forma particular al personal del Centro de Control de Energía SPCC, quienes están comprometidos en el mantenimiento, operación, supervisión y control de las subestaciones principales de la empresa en mención.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

En este capítulo se realiza el planteamiento de ingeniería del problema, haciendo una descripción del mismo para luego establecer los objetivos, evaluar el problema y precisar el alcance del presente informe.

1.1 Descripción del problema

Los problemas que afectaban la productividad de la Concentradora Cuajone se resumen de la siguiente manera:

Paradas innecesarias en la producción por operación de relés electromecánicos.

Disminución de vida útil de los motores.

Mantenimiento constante de los equipos electromecánicos.

Tiempo de respuesta lenta.

Baja confiabilidad.

1.2 Objetivos del trabajo

Los principales objetivos, se indican a continuación:

Mejorar la confiabilidad en la producción de la Unidad Operativa.

Modernización del sistema de protección centrada en la tecnología digital y multifuncionalidad.

Integrar los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) a un sistema de gestión remota, optimizando recursos y tiempo.

1.3 Evaluación del problema

El caso de estudio es la Concentradora Cuajone, en la cual se tenían relés electromecánicos instalados en las celdas de 13.8 kV y 6.9 kV. Es decir, no se contaba con un sistema moderno y confiable.

La productividad anual de la Concentradora Cuajone representa el 14.42 % de la productividad total de la compañía minera SPCC (TABLA N° 1.1 y Fig. 1.1) [1]; Por este motivo se evaluó la posibilidad de implementar relés digitales modernos en las celdas de 13.8 kV y 6.9 kV de la barra III de la Concentradora Cuajone.

TABLA N° 1.1 Nivel de actividad anual por áreas-Año 2011.

NIVEL DE ACTIVIDAD POR AREAS	Año	
	TM-Cu	%
Mina Cuajone	11119.5	1.24%
Mina Toquepala	17659.6	1.97%
Concentradora Cuajone	129020.8	14.42%
Concentradora Toquepala	102719.4	11.48%
Lixiviación	35322.2	3.95%
Fundición	337812	37.76%
Refinería	260993.3	29.17%
TOTAL	894646.7	100.00%



Fig. 1.1 Nivel de actividad anual por áreas-Año 2011.

Al finalizar el informe se evaluará el impacto causado por este cambio realizado en la Concentradora Cuajone. De esta manera se dio inicio a la modernización del sistema de protección en la empresa SPCC.

En resumen los relés digitales brindan una serie de beneficios, funciones y ventajas acorde a los cambios tecnológicos que se vienen desarrollando y sobre todo permite la reposición de la red fallada en menor tiempo.

1.4 Alcance del trabajo

En el presente informe se desarrolla el proceso de modernización del sistema de protección de una Unidad Operativa Minera. Asimismo, se muestra que la modernización trae consigo beneficios a la empresa en la mejora de la confiabilidad y monitoreo inteligente.

a. Mejora de la confiabilidad

En el desarrollo del presente informe se realizaron diagnósticos a la producción y energéticos de la Concentradora Cuajone, mediante los cuales se logra analizar el índice de productividad de dicha Concentradora.

1º Diagnóstico: “Antes de la modernización”.

Es el primer diagnóstico que se realiza a la Concentradora Cuajone y que se resumen en:

Falta de información oportuna de los eventos ocurridos.

Paradas innecesarias de la producción por operación de relés electromecánicos.

Mantenimiento constante y disminución de vida útil de equipos electromecánicos.

No se contaba con multifuncionalidad ni flexibilidad frente a situaciones de emergencias.

2º Diagnóstico: “Después de la modernización”

Este diagnóstico se realizó una vez concluido el proceso de modernización del sistema de protección, incluyéndose la instalación y puesta en servicio del software Acselelator Quickset. Gracias a este software es posible monitorear en tiempo real y establecer estadísticas de fallas para un mejor control, mantenimiento y ahorro de horas hombre.

3º Diagnóstico: “Complementario”

Este diagnóstico se realizó en un periodo de 2 años después de concluida la puesta en servicio de los relés SEL 351A (2011, 2012). Se determinó que los eventos producidos por fallas internas (operaciones intempestivas de los relés electromecánicos) fueron reducidos en todo el sistema eléctrico de SPCC (TABLA N° 1.2).

En consecuencia, mediante dicha modernización se logró evitar pérdidas de producción (TMCu), correspondiente a fallas internas debidas a falsas actuaciones, lo cual se expresa en un beneficio económico.

TABLA N° 1.2 Resumen de Eventos 2011 y 2012

		2011	2012
EVENTOS	INTERCONEXION	14	28
	CT ILO1, CT ILO2, ENERSUR	-	1
	ENERSUR-SPCC	4	10
	SPCC-MT	4	2
	TOTAL	22	41

En la tabla anterior, se visualiza la condición previa a la modernización (año 2011) y la condición posterior a la modernización (año 2012).

Si bien es cierto, los eventos producido por fallas internas (SPCC-MT) han disminuido, los eventos totales aumentaron debido a problemas con el sistema interconectado.

b. Mejora en la gestión del monitoreo inteligente

El cambio de relés electromecánicos a relés digitales modernos permitió optimizar recursos y tiempo (horas-hombre), obtener registros de eventos de manera continua para su posterior análisis, monitoreo en tiempo real e integración a un sistema de gestión remota.

La integración a un sistema de gestión remota permite obtener lo siguiente:

Sincronización con el servidor para un reporte oscilográfico continuo.

Recopilación y visualización de eventos del sistema en una misma línea de tiempo de forma automática (equipos sincronizados mediante GPS).

Descargar y/o actualizar configuraciones de los IED's.

1.5 Síntesis del trabajo

El trabajo contempla el reemplazo de 10 relés electromecánicos de la Barra 03 en la Concentradora Cuajone, los cuales se precisan en la siguiente TABLA N° 1.3.

TABLA N° 1.3 Lista de relés a reemplazar.

N°	Kv	Barra	Descripción	Relé			
				Marca	Modelo	Cantidad	Función
1	13.8	Barra 03	VCB866 Transformador 58 MVA-BT3	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 51N
2	13.8	Barra 03	Alimentador N°32 LC 51	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 67P
3	13.8	Barra 03	Alimentador N°33 LC 52	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 67P
4	13.8	Barra 03	Alimentador N°34 LC 53, LC 62, LC 65	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 67P
5	13.8	Barra 03	Alimentador N°35 Lixiviación	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 67P
6	13.8	Barra 03	Alimentador N°36 Reserva	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 67P
7	13.8	Barra 03	Alimentador N°37 Reserva	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 67P
8	6.9	Barra 03	VCB8612 Transformador 58 MVA - BT3	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 51N
9	6.9	Barra 03	Alimentador N°301 Molino 1 A	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 67P
10	6.9	Barra 03	Alimentador N°302 Molino 1B	GE	CDG34/CAG12	1	50/51, 67P

Para realizar la modernización del sistema de protección, se evaluó las distintas marcas de relés existentes en el mercado, optándose por los relés de la marca SEL modelo SEL 351A, reemplazándose así los relés electromecánicos de la marca General Electric modelo CDG34/CAG12. En el Anexo C, se presenta los diagramas unifilares del proyecto.

CAPÍTULO II

MARCO SITUACIONAL DEL CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se exponen lo correspondiente al caso de estudio. Está organizado en tres secciones principales:

Características principales del sistema eléctrico.- En donde se describe brevemente el panorama del sistema eléctrico en el que se encuentra la subestación Botiflaca.

Subestación principal Botiflaca.- Donde se presenta la información técnica de la subestación Botiflaca.

Caso de estudio: Concentradora Cuajone.- Donde se describe la Unidad Operativa antes del inicio de la modernización.

2.1 Características principales del sistema eléctrico

SPCC es la más grande compañía minera del Perú y una de las diez principales empresas cupríferas del mundo. La empresa opera en el Perú desde hace más de 50 años y se ha convertido en el productor integrado de cobre más grande del Perú. (Ranking Minero 2011-2012). La empresa es fiscalizada por el Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía y Minería (OSINERGMIN) y es integrante del Comité de Operación Económica del Sistema- COES [2].

El sistema eléctrico en estudio cuenta con unidades de generación, subestaciones y líneas de transmisión. La superintendencia de Sistemas de Potencia está encargada de supervisar, controlar y monitorear las líneas de transmisión y subestaciones de SPCC.

La empresa cuenta con 241 Km de líneas de transmisión de 138 kV, 8 subestaciones eléctricas principales en 138/13.8kV y 138/69 kV, al 2013.

Las subestaciones principales que posee la empresa están ubicadas en las áreas de Ilo, Toquepala y Cuajone: Ilo 1, Fundición, Refinería, Botiflaca, Mill-Site, Lixiviación, Quebrada Honda, Push Back. En la TABLA N° 2.1 se muestra los datos de máxima demanda, factor de carga y nivel de actividad de la empresa en los últimos años.

TABLA N° 2.1 Datos Generales SPCC – Años 2011, 2012 y 2013.

Año	Máxima Demanda (MW)	Factor de Carga (%)	Nivel de Productividad (TMCu)
2011	205.83	89.01	894646.70
2012	210.1	90.19	791970.95
2013	212.6	92.8	901265.07

En la Fig. 2.2 se muestra el diagrama simplificado del sistema eléctrico para el periodo 2011-2012 de SPCC.

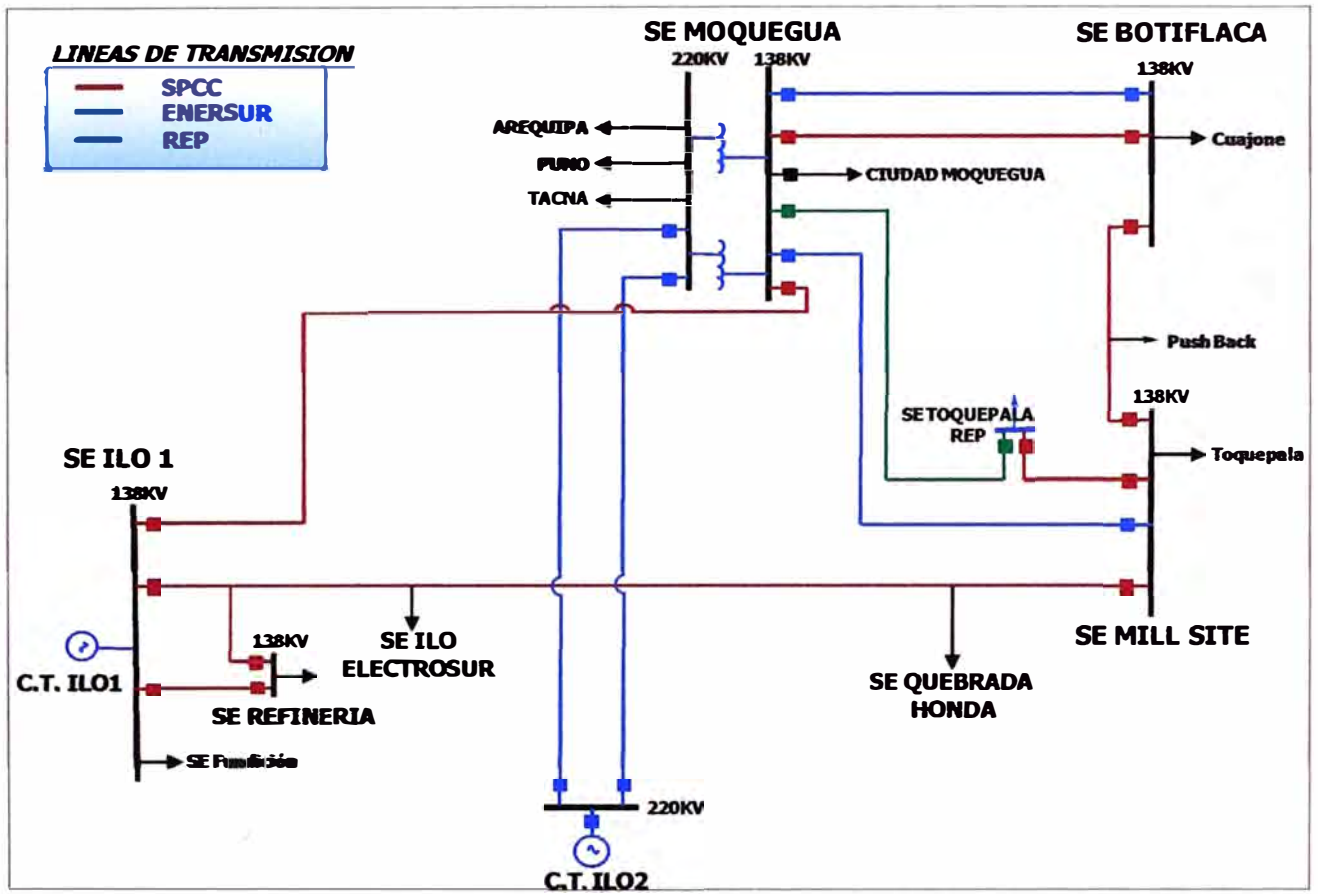


Fig. 2.2 Diagrama simplificado del sistema eléctrico 2011-2012.

Para el año 2016, se tiene proyectado la ejecución de importantes proyectos como (Ver Fig. 2.3):

Proyecto Tía María.

Ampliación de la fundición.

Ampliación de Concentradora Cujone.

Ampliación de Concentradora Toquepala.

Actualmente la Subestación Ilo 3 se encuentra en servicio, donde se encuentra el Centro de Control de Energía de SPCC.

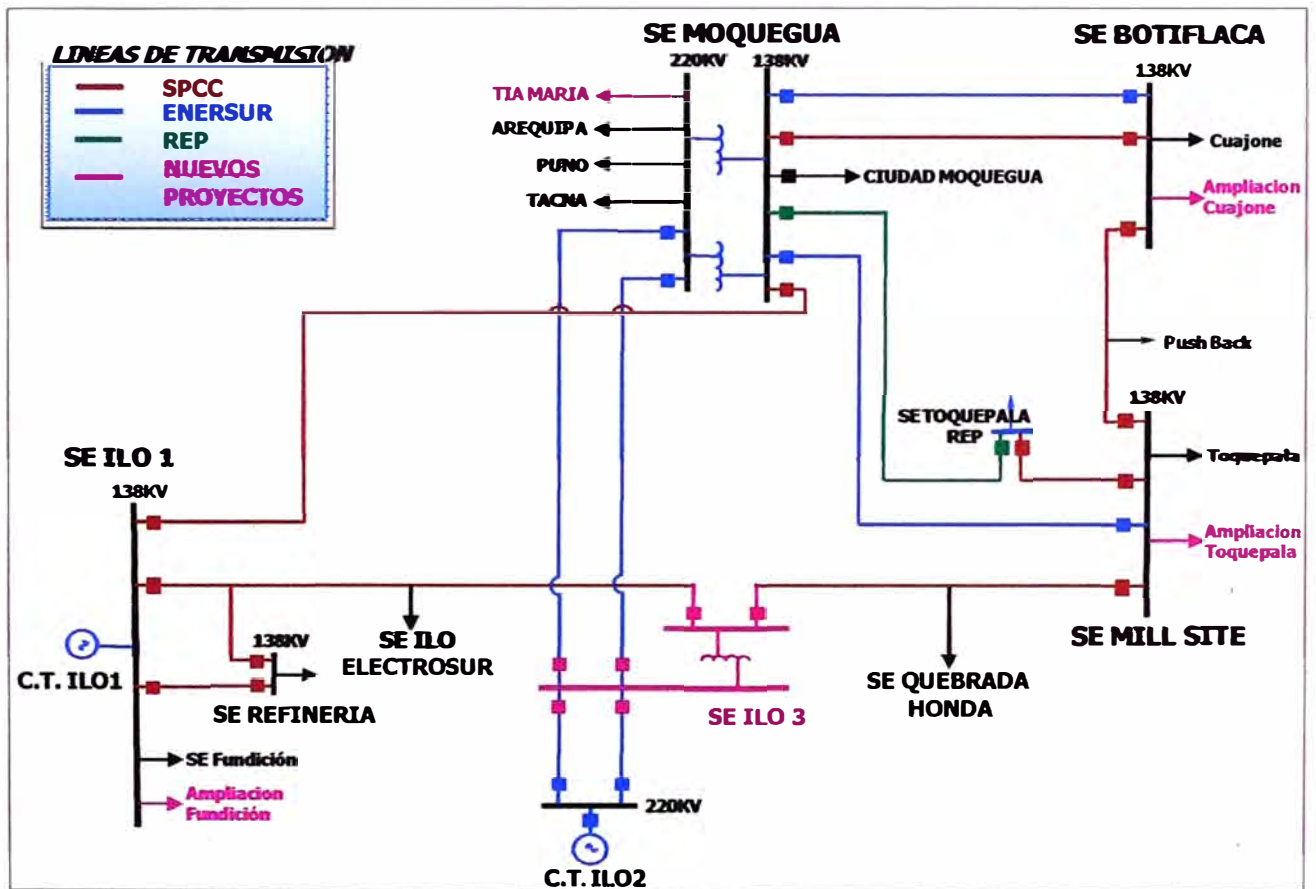


Fig. 2.3 Diagrama simplificado del sistema eléctrico al 2016.

Dato relevante es que Enersur se constituyó el 20 de setiembre de 1996, bajo el nombre de Powerfin Perú S.A. (Enersur S.A. a partir de agosto de 2007) con el fin de adquirir los activos de generación de electricidad de la minera SPCC (C.T. Ilo1 de 260.9 MW a diciembre de 2012), a cambio de proveerle electricidad por un plazo no menor a 20 años desde abril de 1997. Así, Enersur se convirtió en el proveedor exclusivo de electricidad de SPCC, y éste, en su principal cliente.

Al cierre del ejercicio del año 2012 SPCC representó el 42.4% del total facturado por Enersur, con quien mantiene un contrato hasta abril del 2017.

2.2 Subestación principal BOTIFLACA

En esta sección se desarrollan los aspectos generales y el resumen de datos técnicos de la subestación Botiflaca.

2.2.1 Aspectos generales

La subestación tiene un edificio de control donde se centralizan los paneles de control, servicios auxiliares, protecciones, alarmas, medición, equipos de telecontrol y sistema de telecomunicaciones. En TABLA N° 2.2 se muestran los datos de los transformadores instalados en dicha subestación [3].

TABLA N° 2.2 Transformadores de la subestación de Botiflaca.

Equipo	Potencia referencia (MVA)	Tensión Nominal			Altura (msnm)	Tipo de refrigeración
		P	S	T		
		kV	kV	kV		
BT1	58/33/33	138	13.8	6.9	3500	ONAN
BT2	58/33/33	138	13.8	6.9	3500	ONAN
BT3	58/33/33	138	13.8	6.9	3500	ONAN
BT4	15	13.8	13.8	-	3500	ONAN
BT5	15	13.8	11	-	3500	ONAN

La subestación se localiza en el campamento minero de Cuajone, distrito de Torata, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua (ver Fig. 2.4) [3].

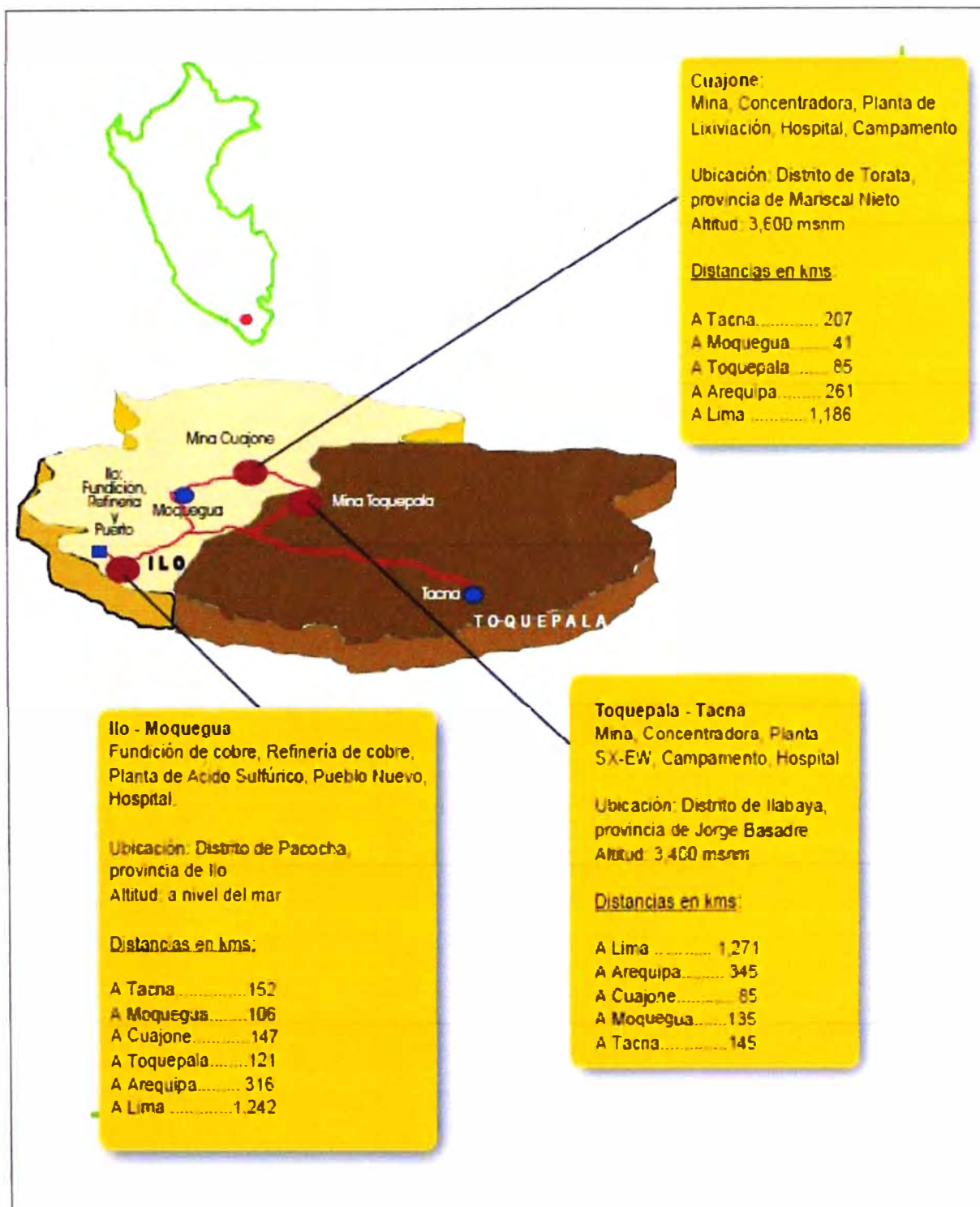


Fig. 2.4 Ubicación geográfica – Concentradora Cuajone.

La subestación Botiflaca tiene una configuración de simple barra en 138 kV. Posee tres transformadores trifásicos con niveles de tensión de 138/13,8/6.9 kV y dos transformadores trifásicos con niveles de tensión de 138/69 kV. En la Fig. 2.5 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la subestación Botiflaca [3].

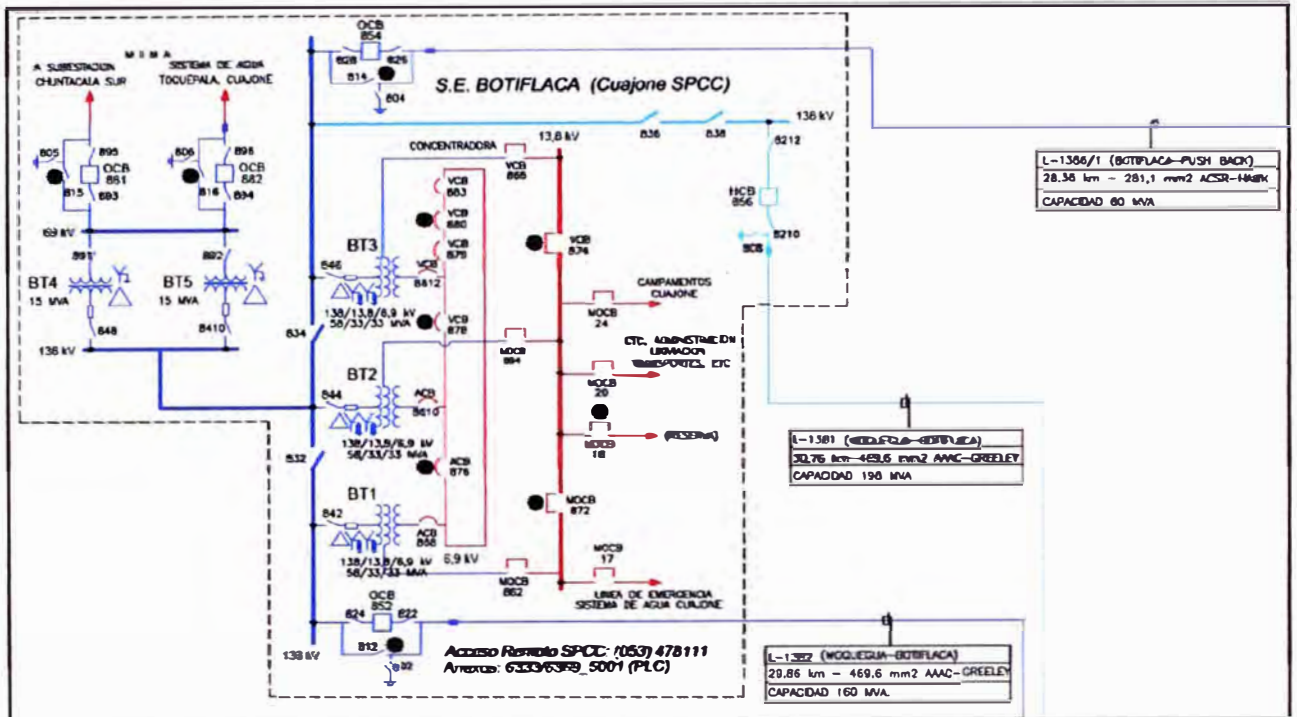


Fig. 2.5 Diagrama Unifilar Simplificado de la Subestación Botiflaca.

2.2.2 Resumen y datos técnicos

Se organiza en los siguientes ítems:

a. Equipamiento.

- 03 transformadores trifásicos de 138/13,8/6.9 kV, 58/33/33 MVA.
- 02 transformadores trifásicos de 138/69 kV, 15 MVA.
- 03 celdas de línea de 138 kV (PushBack, Moquegua)
- 05 celdas de transformadores de 138 kV.
- 01 barra de 138 kV.
- 01 barra de 69 kV
- 03 barras de 13.8 kV.
- 01 sistema en anillo de 6.9 kV.

b. Servicios auxiliares en corriente alterna.

- Tensión : 230/115 V, 480 V

c. Servicios auxiliares en corriente continua.

- Tensión : 125 Vcc

d. Sistemas de control.

- Interruptores: Tienen control desde panel local y panel mímico. Además, los interruptores OCB 854 y OCB 852, tienen control desde la consola SCADA en Ilo1 y el HCB 856 tiene control desde la consola SCADA en Moquegua.
- Seccionadores de barra: Tiene control desde panel local y panel mímico.

Seccionadores de línea: Tiene control desde panel local y panel mímico.

Seccionadores de puesta a tierra: Tiene control desde panel local.

2.2.2 Caso de Estudio: Concentradora Cuajone

El sistema eléctrico de la Concentradora Cuajone está constituida por 3 transformadores: BT1, BT2 y BT3. Cada transformador tiene como carga principal líneas de Chancado (primaria, secundaria y terciaria) y Molienda (Molinos).

En la TABLA N° 2.3 se muestra la distribución general de las cargas importantes conectadas a la barra 3 en 13.8 kV y 6.9 kV del transformador BT3.

TABLA N° 2.3 Distribución de carga transformador BT3.

Alimentador	Transformador			Carga	MAXIMA DEMANDA (MW)
	P (kV)	S (kV)	Potencia de Referencia (MVA)		
Feeder 32	13.8	4.16	5/6.25	Bombas, cuarto eléctrico.	2.16
Feeder 33	13.8	4.16	10/13.3	Sopladores, bombas de alimentación, filtro de armónicos	2.23
Feeder 34	13.8	4.16	5/6.25	Chancadoras terciarias - 700 HP	3.76
Feeder 35	13.8	-	-	Lixiviación	0.12
Feeder 301	6.9	-	-	Molino 1A - 9000 HP	6.3
Feeder 302	6.9	-	-	Molino 1B - 9000 HP	6.2

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

Este capítulo se organiza en dos secciones principales. Por un lado el planteamiento de la solución y por otro la ejecución de los trabajos relacionados al proyecto.

3.1 Planteamiento de la solución

En esta sección se evalúan las alternativas técnicas, se describe el relé seleccionado, y se dimensionan los trabajos.

3.1.1 Evaluación de alternativas

Después de haber realizado la evaluación técnica y económica se tomó la decisión de cambiar los relés electromecánicos por unos digitales, para lo cual se analizó diversas propuestas de diferentes marcas; dando como ganador final a la marca SEL, con el modelo SEL 351A superando a sus competidores en diversos aspectos. Para lograr esta decisión se siguió los siguientes pasos:

- En primer lugar se comparó las soluciones presentadas por las distintas marcas en el mercado, resultando ganador la marca SEL.
- En segundo lugar se comparó entre modelos de relés de la marca SEL, con el fin de obtener el equipo idóneo para satisfacer las necesidades de la subestación Botiflaca. Por lo tanto se realizó la TABLA N° 3.1 “Cuadro comparativo de relés de la marca SEL”.

TABLA N° 3.1 Cuadro comparativo de relés de la marca SEL

Modelo	SEL-351A	SEL-351A-1
Ecuaciones de control SELogic	x	x
IEC 61850	x	x
Breaker Monitoring	x	x
Bloqueo de segunda Armónica	x	
Monitoreo de estado de la batería	x	
Verificación de sincronismo	x	
Lógica Load-Encroachment	x	
Derivada de la frecuencia (ROCOF)	x	x
Número de elementos de frecuencia	6	3
Elementos direccionales	x	
Servidor Web	x	x
Sincrofasores	x	x
Compatibilidad acSELerator QuickSet	x	x

3.1.2 Descripción del relé seleccionado (hardware y software)

Esta sección desarrolla lo relacionado al: Relé de sobrecorriente SEL 351A, y al software Acceleator Quickset.

a. Relé de sobrecorriente SEL 351A

El relé proporciona una protección de sobrecorriente integral para control y monitoreo de manera segura y económica. Es usado por empresas suministradoras de energía y plantas industriales para la protección de alimentadores debido a sus innovadoras ecuaciones de control (operadores matemáticos) y su fácil integración al sistema eléctrico por la variedad de sus protocolos de comunicación [4].

En la Fig. 3.1, muestra una visión general de todas las funciones asociadas al relé SEL 351A.

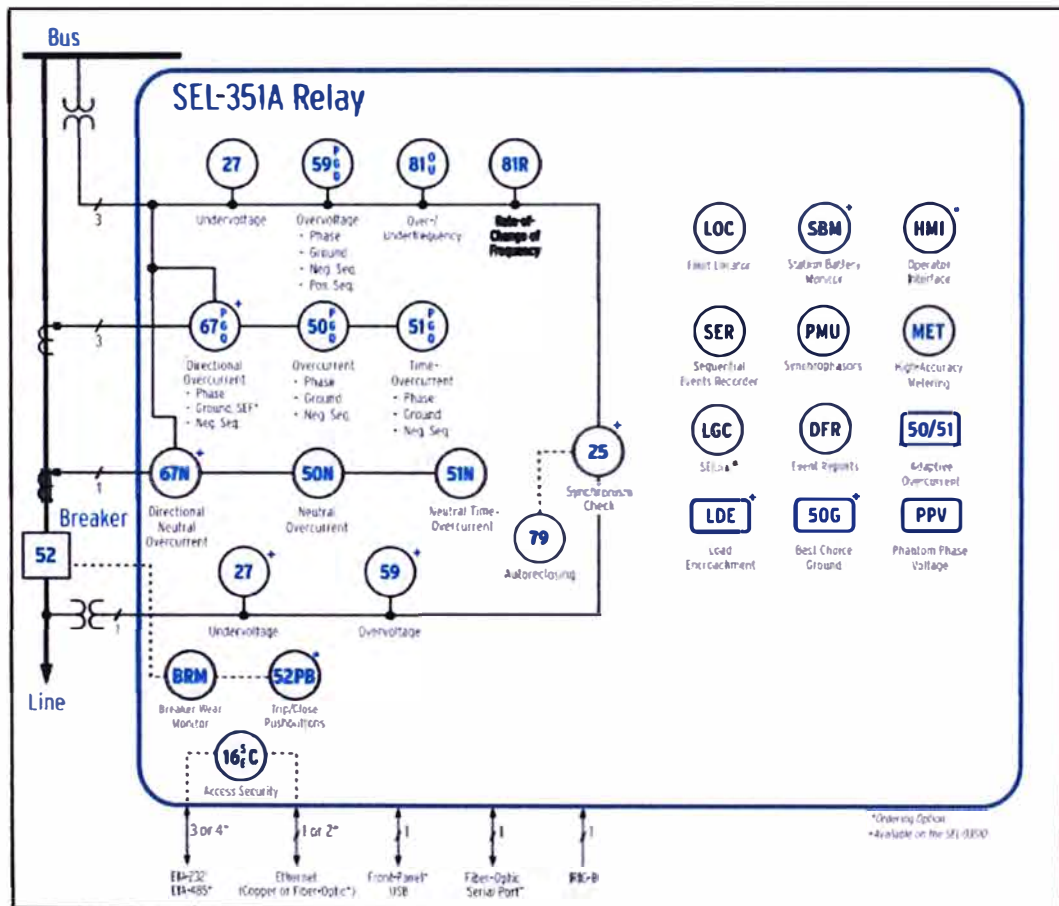


Fig. 3.1 Visión funcional relé SEL 351A

Entre sus principales características se tiene a las siguientes:

a.1. Sobrecorriente instantánea y temporizada

Usa múltiples elementos de sobrecorriente instantánea y temporizada con las ecuaciones de control SELogic, para la coordinación con dispositivos aguas abajo. Optimiza el rendimiento del elemento direccional y elimina la necesidad de muchos ajustes direccionales.

Selección de 6 elementos de fases, secuencias negativas y sobrecorriente instantánea para adaptarse mejor a su aplicación.

a.2. Automatización avanzada

Reemplaza los relés tradicionales y los switches del panel de control con 16 switches lógicos internos y 16 funciones de conmutación.

Elimina el cableado relé-RTU usando comunicación serial o LAN/WAN para controlar hasta 32 interruptores de control remoto.

Usa 16 mensajes rotatorios programables en la pantalla del panel frontal para definir mensajes personalizados.

a.3. Capacidad avanzada de recierre y coordinación

Usa la lógica de verificación de sincronismo y condiciones de tensión para programar hasta 4 recierres automáticos con supervisión manual o automática. La secuencia lógica de coordinación se sincroniza con el relé de protección para operaciones de recierre aguas abajo (Fig. 3.2).

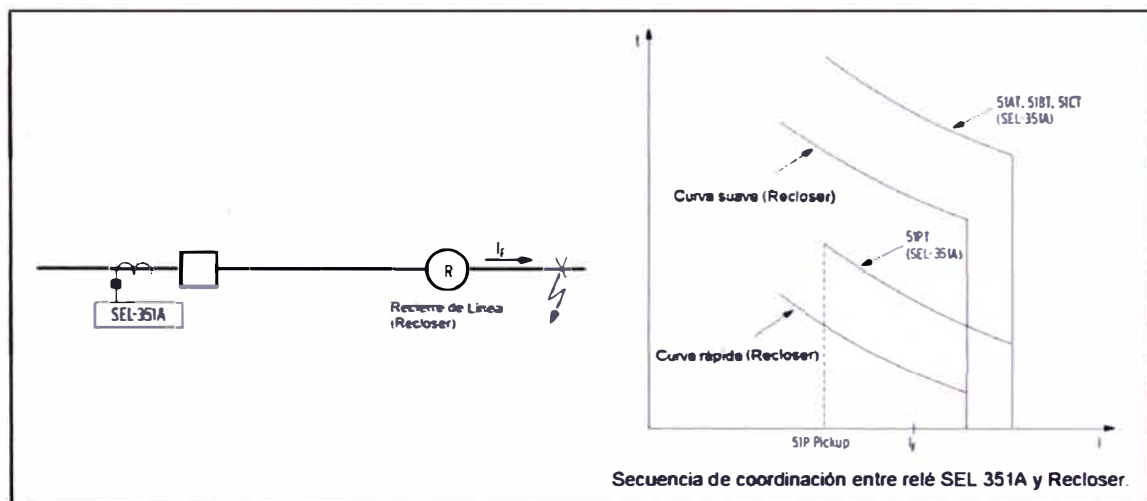


Fig. 3.2 Secuencia de coordinación de relés

a.4. Facilidad de uso y beneficios de seguridad

La firma criptográficamente segura, garantiza que el archivo ha sido proporcionado por SEL y su contenido no ha sido alterado. Si el relé no comprueba la firma, éste rechaza el firmware dañado y/o alterado.

Permite guardar cualquier archivo, incluyendo los de configuración, base de datos de relés que contenga plantilla de diseño.

a.5. Elementos de mínima frecuencia flexible

Permite aplicar 6 pasos de elementos de mínima frecuencia, control y disparo por sobrefrecuencia proporcionando control de la carga.

Mejora el control de la frecuencia con 4 elementos ROCOF (protección por ajuste de derivada) independientes.

Cada elemento incluye una lógica para detectar el aumento o disminución de la frecuencia, permitiendo el control de rechazo de carga (Fig. 3.3)

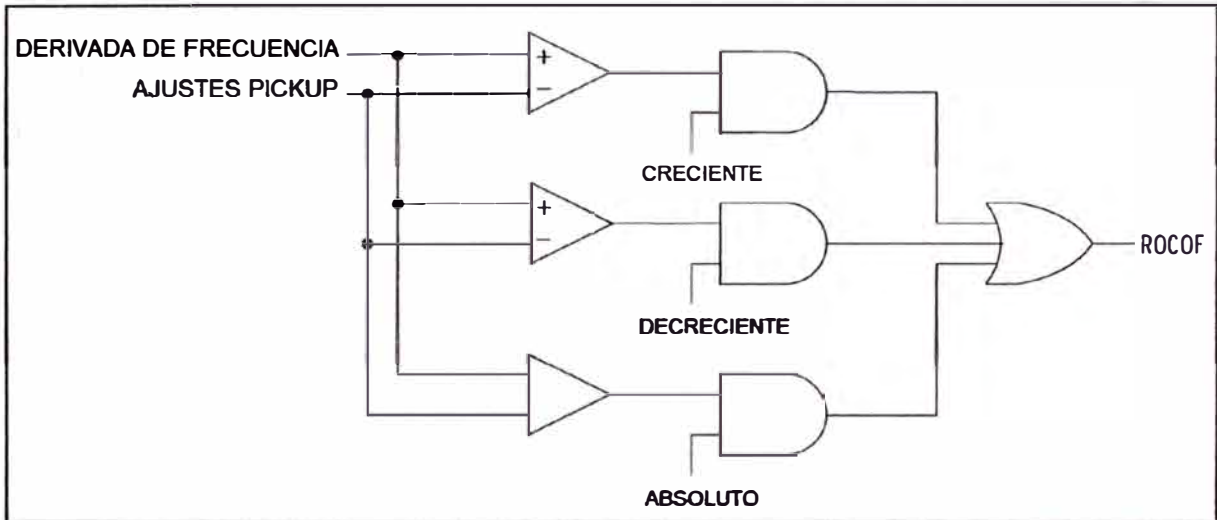


Fig. 3.3 Diagrama lógico ROCOF

a.6. Incremento de la seguridad con el limitador de carga

- La lógica de limitador de carga permite configurar los elementos de sobrecorriente de fase por debajo de la corriente de carga máxima para visualizar las fallas al final de la línea de alimentadores sobrecargados. Cuando la impedancia medida de secuencia positiva se encuentra en una región definida por los ajustes de limitador de carga, bloquea los ajustes de sobrecorriente de fase. Cuando se produce una falla entre fases, la impedancia medida de secuencia positiva indica una condición de falla y permite operar los elementos de sobrecorriente de fases.

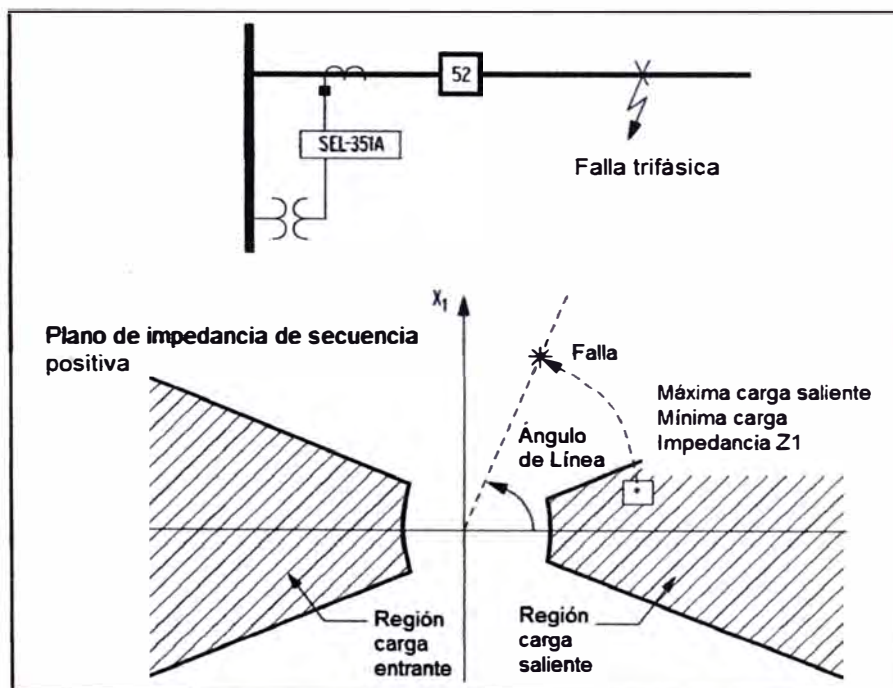


Fig. 3.4 Lógica de limitador de carga

a.7. Integración a redes Ethernet

Conecte el SEL 351A directamente a una red local con la interfaz Ethernet incorporada o mediante un controlador automático de tiempo real SEL 3530 (RTAC). Usa DNP3 LAN/WAN, Modbus TCP e IEC 61850 para enviar rápidamente la información a través de las redes.

Aumenta la fiabilidad de las comunicaciones con puertos independientes y redundantes.

Simplifica el cableado y la instalación mediante la recepción de una señal de tiempo de red (SNTP). SNTP es un buen respaldo para mayor precisión IRIG-B.

a.8. Servidor WEB

Acceda a la información básica SEL 351A en una red estándar Ethernet con el servidor WEB incorporado. Visualiza el estado del relé, registros de eventos secuenciales (SER), la información de medición y configuraciones a través del fácil acceso dentro un red local. El acceso al servidor requiere de una contraseña y se limita a solo lectura de información.

a.9. Amplio control de ecuaciones SELogic

Las ecuaciones de control SELogic permiten una programación personalizada para la protección y control de funciones.

a.10. Acseerator Quickset

El Software permite establecer, supervisar y controlar el SEL 351A.

Facilita la configuración vía Off-Line con una interfaz basada en menú. Rápida instalación para copiar archivos de configuración existentes y modificar aplicaciones específicas.

Simplifica el procedimiento de configuración con una arquitectura basada en reglas para comprobar automáticamente los ajustes relacionados entre sí.

a.11. Añade sincrofasores al sistema

Mejora el rendimiento del sistema mediante medición en tiempo real del estado del sistema con voltajes y corrientes sincronizadas disponibles en el SEL 351A.

Ayuda a los operadores del sistema a prevenir en cascada apagones y la inestabilidad del sistema con una nueva visión sincrofasor del sistema de energía.

b. Software Acseerator Quickset

Los relés SEL 351A son usados como protección de cargas esenciales, brindando una alta confiabilidad para el desarrollo sostenido de la producción en una Unidad Minera. Para la adquisición y administración de datos de acuerdo a las necesidades del sistema en estudio, se integraron los IED's a un sistema de gestión remota mediante el software ACSELERATOR QUICKSET Y ACSELERATOR TEAM [5].

b.1. Acseerator Quickset

Quickset es uno de los componentes de la familia Acseerator Software, que ayuda a trabajar de manera eficiente y permite gestionar los procesos, proporcionando un conjunto común de herramientas que mejoran la puesta en marcha.

Con las características de visualización y gestión avanzadas, Quickset proporciona flexibilidad para configurar un dispositivo o diseñar un sistema completo. Permite crear, editar los ajustes, el diseño gráfico y la lógica de las plantillas, así como también acceder a otras herramientas para ayudar a organizar los dispositivos en el sistema. Desarrolla y aplica las normas de ingeniería utilizando plantillas para la protección, control, medición, automatización y Scada.

Este Software permite y ofrece realizar lo siguiente:

b.2. Diseñar y organizar ajustes del dispositivo SEL

Diseña dispositivos con todas las funciones para proporcionar la flexibilidad para una variedad de aplicaciones. Como tal hay numerosos ajustes personalizables disponibles durante el proceso de configuración. Quickset simplifica enormemente la configuración y gestión del ciclo de vida para varios modelos de dispositivos y versiones.

Los parámetros se presentan en grupos lógicos, por lo que es fácil de identificar.

Quickset ayuda ahorrar tiempo y evitar errores al verificar automáticamente cada ajuste de parámetros que están fuera de rango o no permitido. Permite desarrollar la configuración de manera Off-Line para luego conectarse a los dispositivos, transferir la configuración y controlar el rendimiento.

La flexibilidad e interfaz humano-máquina (HMI) hacen posible adaptarse al sistema eléctrico, convirtiéndolo en una herramienta útil y única para la administración de IED's.

b.3. Plantillas de diseño

Mediante la distribución de las plantillas de diseño es posible la configuración en tiempo reducido. Si su sistema tiene varios dispositivos del mismo tipo, se pueden aplicar una plantilla para establecer y bloquear todos los ajustes que se mantendrán constantes a través de los dispositivos. La plantilla limita los ajustes que se pueden modificar a los que usted determina que se pueden modificar entre dispositivos.

Es posible crear un rango personalizado para cada configuración para limitar los valores de entrada aceptables en función de sus necesidades. Además, los ajustes no utilizados están ocultos para reducir al mínimo el desorden y evitar cambios innecesarios, reduciendo la probabilidad de errores costosos.

b.4. Interfaz Humano-Máquina

Los datos del dispositivo pueden ser obtenidos a nivel local o de forma remota con el HMI. Verifica y analiza el rendimiento del dispositivo con una representación gráfica de la información digital y analógica. Los HMI son específicos para cada dispositivo.

b.5. Compara, convierte y combina

Durante la puesta en servicio, la comparación de los ajustes con los valores nuevos, antiguos o modificados requiere un gran esfuerzo que, Quickset ayuda a reducir identificando rápidamente los valores que son diferentes. Permite convertir sólo los ajustes que desea, o combinar los archivos juntos y aceptar todos los cambios de configuración.

Quickset es un software de libre distribución que proporciona una solución potente y completa para la configuración del dispositivo. Permite proporcionar la recuperación automatizada y el análisis avanzado de los datos del sistema de alimentación con Acseerator TEAM, una herramienta de software con licencia que se instala y configura en Quickset.

Utilizando la herramienta Administrador de Dispositivos, se configura la recopilación y almacenamiento automático de datos, informes y eventos, los cuales son almacenados en una base de datos SQL conveniente. El Acseerator TEAM permite realizar lo siguiente:

b.6. Arquitectura de comunicación

De acuerdo a las características del caso de estudio, y en general del sistema eléctrico de SPCC, se diseñó una arquitectura de comunicación de dispositivos que consiste: Unidad Operativa-Subestación Eléctrica-Nivel de Tensión-Circuito a Proteger.

b.7. Análisis de causa raíz

Un gran incidente, como un fenómeno atmosférico, puede dar lugar a numerosos eventos en todo un sistema. El TEAM colecciona de manera automática los numerosos informes de eventos desde múltiples dispositivos para su análisis y cumplimiento regulatorio. El TEAM puede incluso enviar por correo electrónico los detalles del evento a los usuarios suscritos. Se puede exportar datos de eventos en formato COMTRADE para su posterior análisis, así como los resúmenes de eventos en la hoja de cálculo, HTML y otros formatos.

b.8. View Events

Es una herramienta con la que se puede visualizar los eventos y datos oscilográficos ya sea por subestación, IED o como sea configurado la arquitectura de comunicación. El TEAM también permite editar los incidentes en el sistema, relacionando varios eventos a un solo incidente que puede ser una falla.

b.9. SOE Viewer

Es una herramienta donde se puede visualizar los registros de eventos secuenciales (SER) de cada dispositivo involucrado del sistema. Son una fuente clave de información durante el análisis de fallas y determinación de causas de origen, ya que proporcionan un registro con fecha y hora de los cambios de estado de un dispositivo. Además, la grabación de SOE le permite medir el rendimiento mediante la comparación de las estampas de tiempo entre varios dispositivos, que muestran el funcionamiento general del sistema.

b.10. Event Time-Line

Es un visor interactivo donde se puede visualizar todos los eventos entrantes que se registran en los IED's en tiempo real mientras es posible la navegación a través de los datos. Para una mayor organización, los eventos en el visor de control temporal son también de color, coordinados en función del tipo de evento.

b.11. Interrogación de los dispositivos

Para la recopilación y administración de datos, el TEAM permite interrogar a los dispositivos mediante Listenig o Polling. Esta forma de interrogación nos brinda flexibilidad para la adquisición de datos, al proporcionar frecuencias de interrogación: Mes, semana, día, hora y minuto.

La configuración de la frecuencia de interrogación depende del sistema eléctrico y las variables que se desean monitorear. Para nuestro caso de estudio, se consideró el monitoreo por Polling con una frecuencia de interrogación al minuto. Asimismo, se activó la opción de Notificación de Reporte para E-mail, con lo cual ante un evento ocurrido el servidor interroga al IED involucrado y emite un reporte en archivo para su posterior análisis.

3.1.3 Dimensionamiento de trabajos

Esta sección desarrolla los aspectos técnicos, aspectos económicos, consideración de suministros, montaje y adecuaciones y finalmente la capacitación.

a. Aspectos técnicos

Se planteó integrar y gestionar la información y configuración de los relés SEL 351A, a redes LAN transmitidos vía Ethernet a un servidor central ubicado en la misma sala eléctrica. Se estableció que el servidor central proporcione la información de conectividad, eventos en tiempo real, reportes de eventos en archivo COMTRADE a través de la intranet corporativa de SPCC.

Se estableció que la red LAN, por la capacidad profesional, responsabilidad de la adquisición, operación y mantenimiento del software como del hardware, sean administradas por el departamento de Tecnología de la Información (TI).

b. Aspectos económicos

En la TABLA N° 3.2 y TABLA N° 3.3 se muestra el detalle de la inversión considerada para lograr la automatización del sistema eléctrico de la subestación principal. La inversión del proyecto se estimó ascendería a US\$ 83,031.

TABLA N° 3.2 Resumen de Costos para Modernización del Sistema de protección

Modernización del Sistema de Protección	Costo (US\$)
Suministros	66,121.00
Ingeniería, montaje y adecuación	14,910.00
Capacitación y entrenamiento	2,000.00
Total general	83,031.00

TABLA N° 3.3 Detalle de Costos Modernización del Sistema de protección.

Suministros	Cantidad	Costo Unitario (US\$)	Costo (US\$)
Relé SEL 351A y accesorios	10	2,910.00	29,100.00
Router	1	1,670.00	1,670.00
Switcher	2	12,424.00	24,848.00
GPS	1	1,670.00	1,670.00
Servidor ISEL-Software	1	8,833.00	8,833.00
Subtotal-1			66,121.00
Ingeniería, Montaje y Adecuación	1	14,910.00	14,910.00
Ingeniería, montaje y adecuación de circuitos			
-Retiro de relés electromecánicos			
-Instalación de nuevos relés			
-Instalación de bloque de bornes			
-Cableado y marcado			
-Resane de tableros			
Subtotal-2			14,910.00
Capacitación y entrenamiento			
Capacitación en gestión, configuración y utilización.	1	2,000.00	2,000.00
Subtotal-3			2,000.00

c. Descripción de la Arquitectura de Comunicación

La arquitectura de comunicación para lograr el monitoreo inteligente se basa en un sistema redundante, compuesta por 2 Switch, 1 Router, 1 reloj de sincronización GPS y una computadora industrial (Servidor ISEL), distribuidos conforme muestra la Fig. 3.5, para conectarse a la red administrativa e ingresar de manera remota a la base de datos.

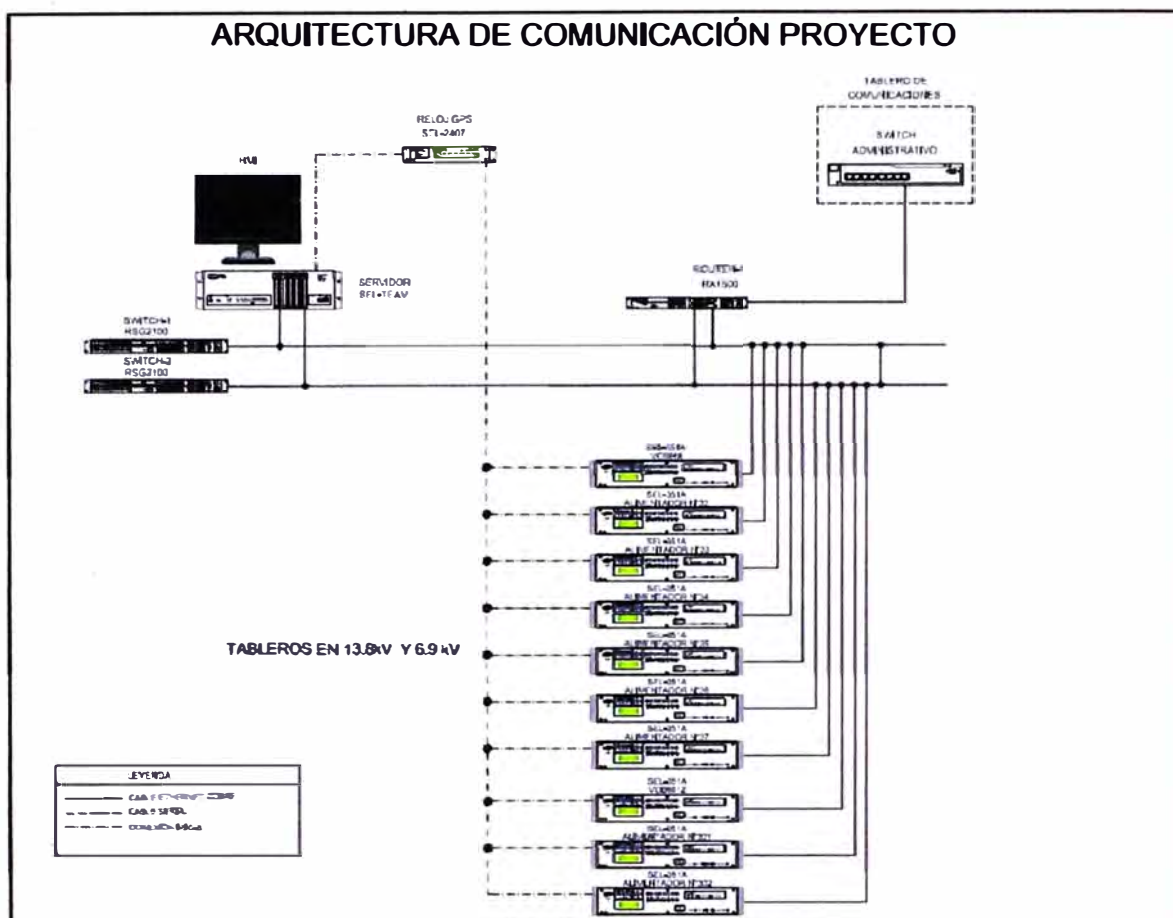


Fig. 3.5 Arquitectura de comunicación de la Concentradora Cuajone

d. Ingeniería, montaje y adecuaciones

En la siguiente sección, se desarrolla de manera detallada los trabajos que se resumen a continuación:

- Reemplazo de relés Electromecánicos.
- Instalación de Bloque de Bomes.
- Cableado y Marcado.
- Resane de Tableros.
- Maniobras de seguridad.

e. Capacitación y entrenamiento

Se plantea que la capacitación se realice en las instalaciones de la SPCC, en las oficinas del área de Sistemas de potencia.

Así mismo se establece que el entrenamiento debe consistir de temas básicos y avanzados de configuración, gestión remota, para el correcto y efectivo uso de los relés SEL.

La duración proyectada de la capacitación es de 3 días y considera la participación de personal involucrado de las Unidades Operativas de Ilo y Cuajone.

3.2 Ejecución de los trabajos relacionados al proyecto

En la TABLA N° 3.4 se aprecia el resumen de los trabajos realizados en la subestación Botiflaca. Así mismo, en la Fig. 3.6 se muestra el diagrama de Gantt con el cronograma de los trabajos realizados.

TABLA N° 3.4 Resumen de trabajos realizados en la subestación.

N°	kV	Barra	Descripción	Reemplazo	Nuevo	Requería Resane
1	13.8	Barra 03	VCB866 Transformador 58 MVA-BT3	SI	NO	SI
2	13.8	Barra 03	Alimentador N°32 LC 51	SI	NO	SI
3	13.8	Barra 03	Alimentador N°33 LC 52	SI	NO	SI
4	13.8	Barra 03	Alimentador N°34 LC 53, LC 62, LC 65	SI	NO	SI
5	13.8	Barra 03	Alimentador N°35 Lixiviación	SI	NO	SI
6	13.8	Barra 03	Alimentador N°36 Reserva	SI	NO	SI
7	13.8	Barra 03	Alimentador N°37 Reserva	SI	NO	SI
8	6.9	Barra 03	VCB8612 Transformador 58 MVA - BT3	SI	NO	SI
9	6.9	Barra 03	Alimentador N°301 Molino 1 A	SI	NO	SI
10	6.9	Barra 03	Alimentador N°302 Molino 1B	SI	NO	SI

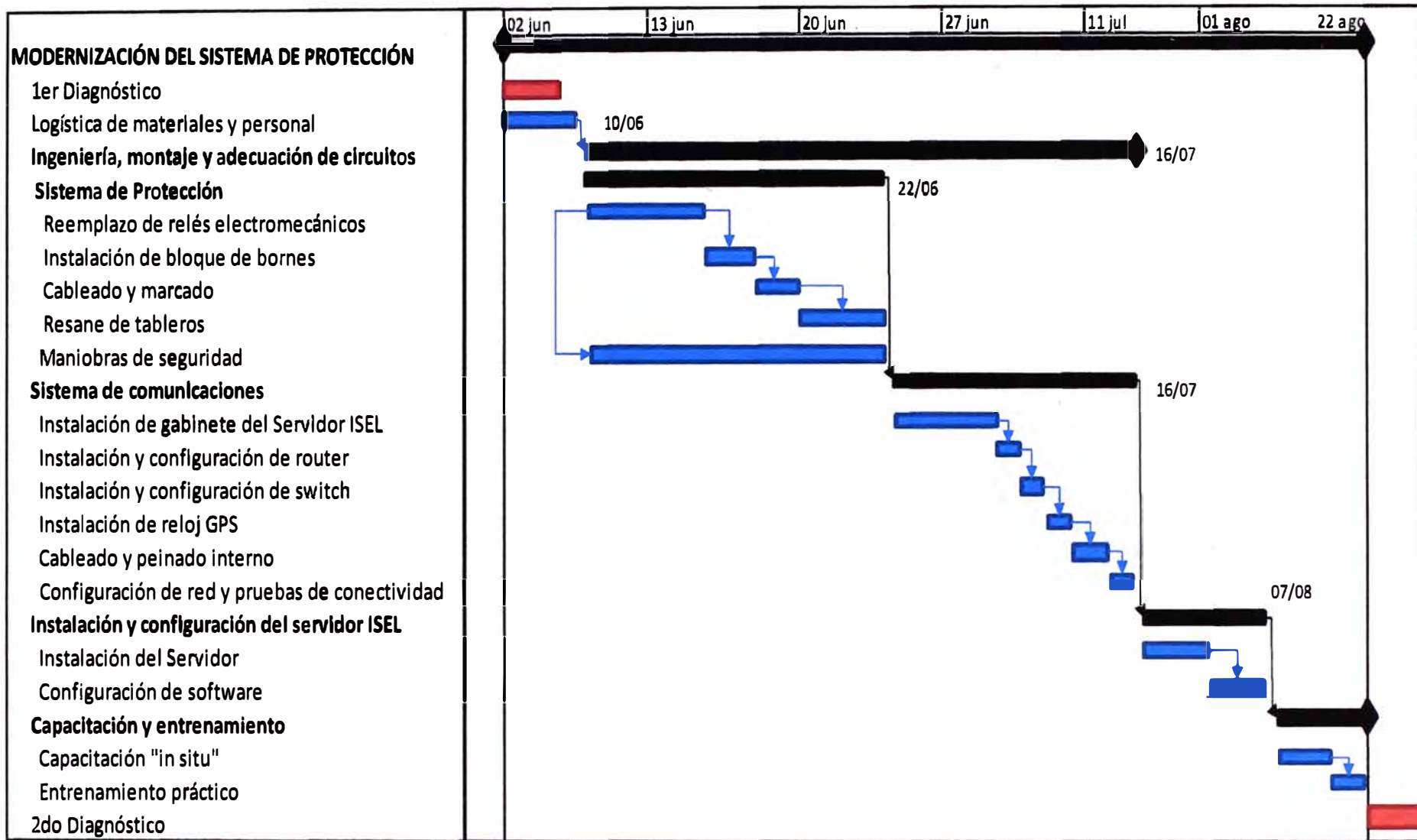


Fig. 3.6 Diagrama Gannt

3.2.1 Reemplazo de relés electromecánicos

Tal como se indica en la TABLA N° 3.4, se reemplazaron 10 relés en las celdas de la barra III. Los relés fueron instalados en la misma ubicación donde se encontraban instalados los relés electromecánicos, manteniendo la uniformidad en dicha barra, tal como se muestra a continuación en la Fig. 3.7 y 3.8.



Fig. 3.7 Relé electromecánico existente.



Fig. 3.8 Relé SEL 351A instalado

3.2.2 Instalación de Bloque de Bornes

En las celdas intervenidas, se realizó la siguiente instalación y disposición de bornes. Ver Fig. 3.9, 3.10 y 3.11.



Fig. 3.9 Ubicación de Bornes en celdas superiores



Fig. 3.10 Posición de bornera en celdas inferiores

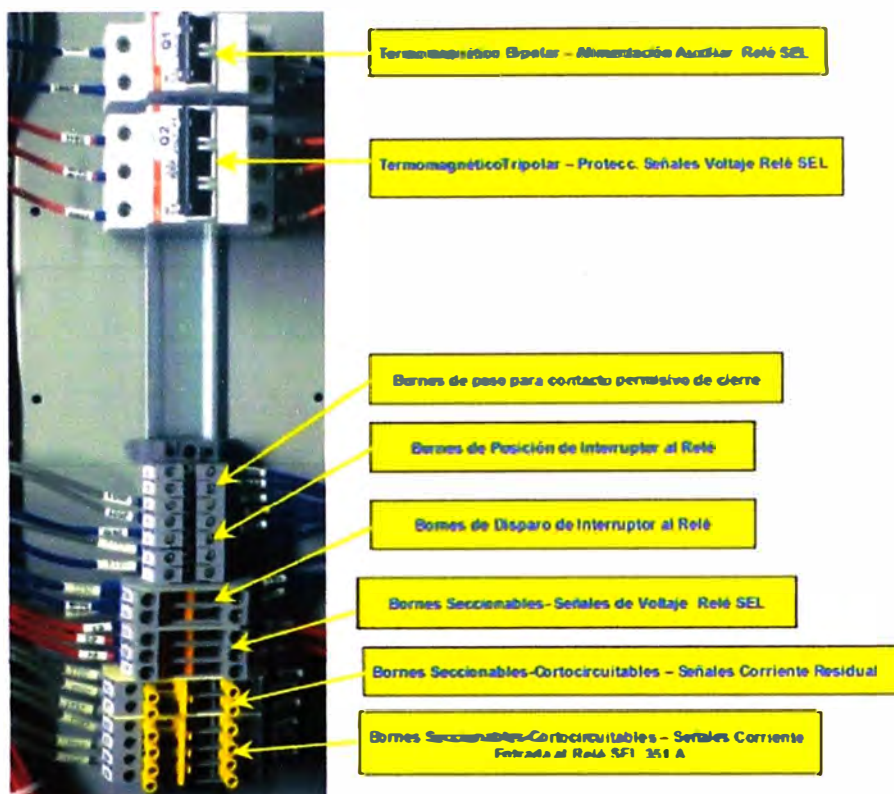


Fig. 3.11 Distribución de bomeras en la barra III

04 Bornes seccionables-cortocircuitables para las señales de corriente, que entran al nuevo relé.

02 Bornes seccionables-cortocircuitables para las señales de corriente de transformador residual.

03 Bornes Seccionables para las señales de voltaje, exclusivo para el nuevo relé.

02 Bornes Seccionables para las señales de disparo de interruptor.

03 Bornes de Paso de posición de interruptor para el relé.

04 Bornes de paso para contacto permisivo de cierre.

Termomagnético tripolar para la protección de las señales de voltaje del relé, exclusivo para el nuevo relé.

Termomagnético bipolar para la alimentación auxiliar del relé, exclusivo para el nuevo relé.

3.2.4 Cableado y Marcado

El trabajo realizado consideraba el reemplazo de todos los cables que estaban conectados a los relés electromecánicos y de cualquier otro que se encontrase deteriorado.

Se realizó también el etiquetado de equipos, interruptores, cables y bomeras en todas las celdas intervenidas.



Fig. 3.12 Etiquetado de bomeras barra III

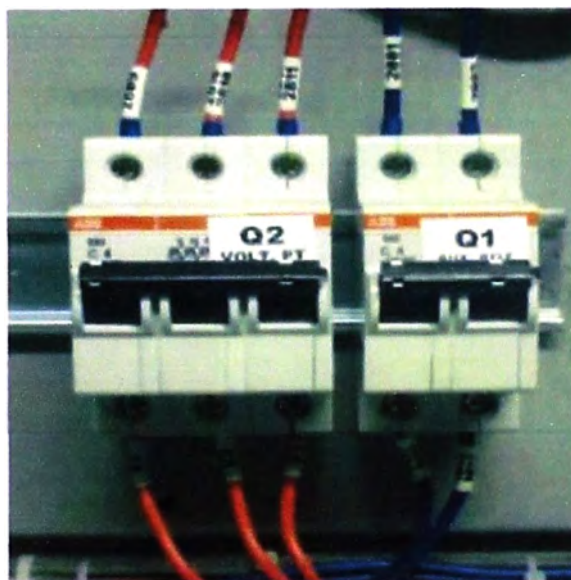


Fig. 3.13 Etiquetado de interruptores termomagnético

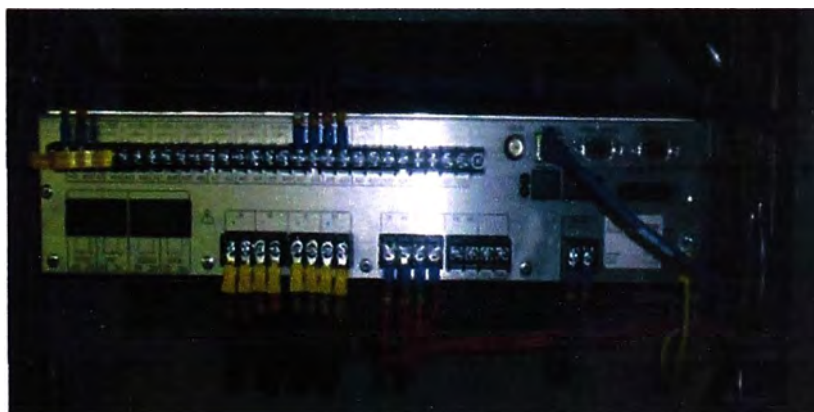


Fig. 3.14 Cableado de relé nuevo

3.2.5 Resane de tableros

El trabajo de reemplazo de relés contemplaba el resane de los tableros, debido a las diferencias en dimensiones de los relés SEL 351A y los electromecánicos, tal como se muestra en la Fig. 3.15.

El resane de los tableros se realizó mediante la instalación de una plancha metálica de las mismas dimensiones que el agujero dejado por el relé electromecánico. El espesor de la plancha debía ser la misma que la del tablero, 1/8". La plancha fue fijada al tablero mediante pernos pasantes de cabeza avellanada.

Los espacios que quedaron entre la plancha y el tablero fueron cubiertos con masilla, la cual fue pulida para finalmente ser pintada. La pintura utilizada fue del tipo "Mate", la cual fue previamente matizada al tono que tienen las celdas.

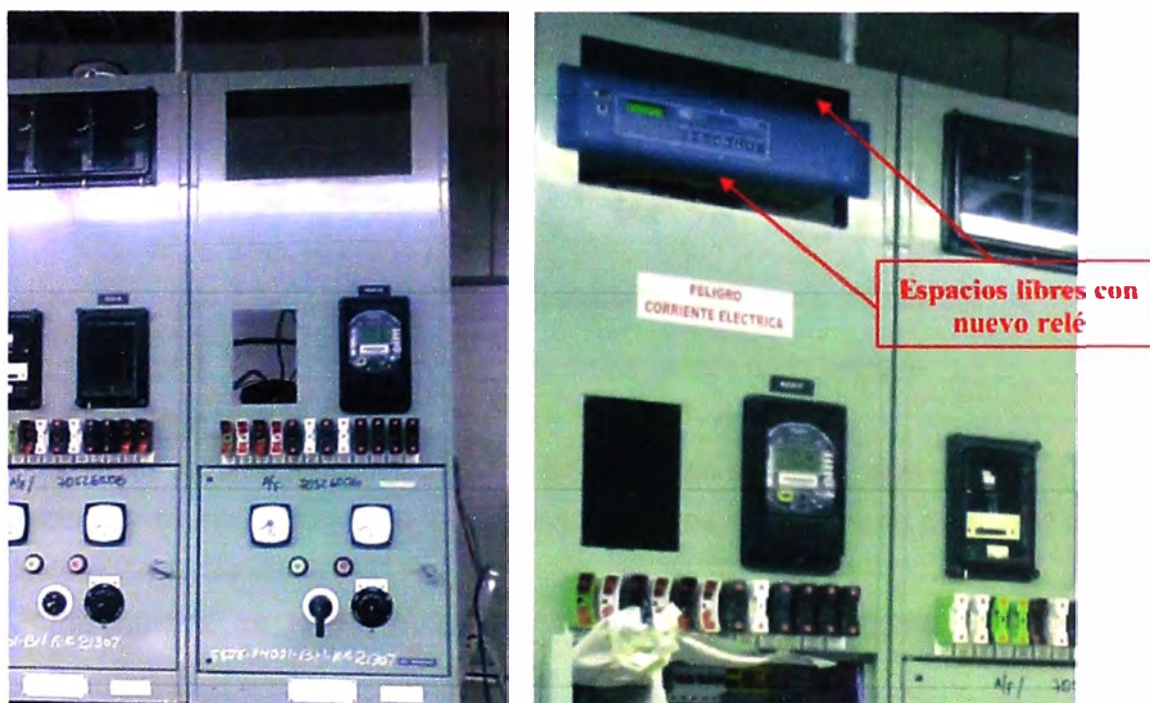


Fig. 3.15 Diferencia de dimensiones entre relés

En la siguiente foto se observa el acabado final de las celdas intervenidas.



Fig. 3.16 Acabado final de las celdas de la barra III

3.2.6 Maniobras de seguridad

Todos los relés fueron instalados con las celdas en servicio y algunas celdas fuera de servicio, por cuanto se tuvo que realizar las siguientes maniobras de seguridad previas a la instalación de los relés.

- Previamente se tiene identificados los bornes y cables correspondientes a los circuitos de corriente, voltaje y tensión auxiliar.
- Extracción de los fusibles que alimentan los circuitos de apertura/cierre del interruptor y la alimentación auxiliar del tablero.
- Cortocircuitar los bornes de corriente a la llegada de los transformadores de corriente (CTs), a fin de poder manipular con seguridad los cables de corriente del tablero.
- Bloquear y señalizar el disparo manual de los interruptores, en caso de un posible accionamiento accidental.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MONITOREO INTELIGENTE

En éste capítulo se describirá el proceso para la implementación del sistema de monitoreo, configuración del TEAM (software para la gestión remota) y los IED's del sistema de protección, una visión general del software de gestión y las herramientas de análisis introducidas por el mismo [5].

4.1 Descripción de Servicios Windows

El Acselevator TEAM está formado por varios componentes que trabajan simultáneamente para poder realizar la colección y administración de datos. Estas componentes son servicios Windows.

4.1.1 Instalación TEAM DDC

Es un servicio de Windows que se ejecuta sin supervisión y recupera los datos de los IED's. Utiliza una comunicación serial directo, modem o Ethernet para comunicarse con los IED's. Según como se programe, el TEAM DDC recolectará el reporte de eventos, el SER (Reporte secuencial de Eventos) y las programaciones Scripts que realizan consultas a los relés.

4.1.2 Instalación TEAM EDT

Es un servicio de Windows que se ejecuta sin supervisión y traduce los datos del informe de eventos recopilados por el TEAM DDC, los almacena en la base de datos del Acselevator. Cuando el TEAM DDC obtiene un reporte de eventos, se registra en la base de datos. El TEAM EDT consulta periódicamente la base de datos para buscar si existen reportes de eventos coleccionados.

4.1.3 Instalación TEAM TMS

Es un servicio de Windows que se ejecuta sin supervisión. Busca los archivos de datos del dispositivo que el TEAM DDC recolecta, los analiza y registra en la base de datos.

4.2 Visión general del Acselevator TEAM

En esta sección se describirá en forma general las características del software y su interfaz con el usuario, de esta manera en los siguientes puntos se realizará la configuración de la base de datos.

4.2.1 Administrador de dispositivos

El interfaz del Acseerator TEAM se encuentra dentro del Acseerator Quickset. Es aquí donde se diseña la información y configura los ajustes de colección de datos. Para acceder al interfaz, se debe abrir el Acseerator Quickset e ingresar al Administrador de Dispositivos.



Fig. 4.1 Interfaz del Acseerator TEAM

En la siguiente ventana, se ingresa el usuario y contraseña, con los niveles de acceso correspondientes para editar, configurar el diseño e integración de los IED's. Al ingresar se muestra la distribución de campos de trabajo para el desarrollo eficiente del sistema de monitoreo.

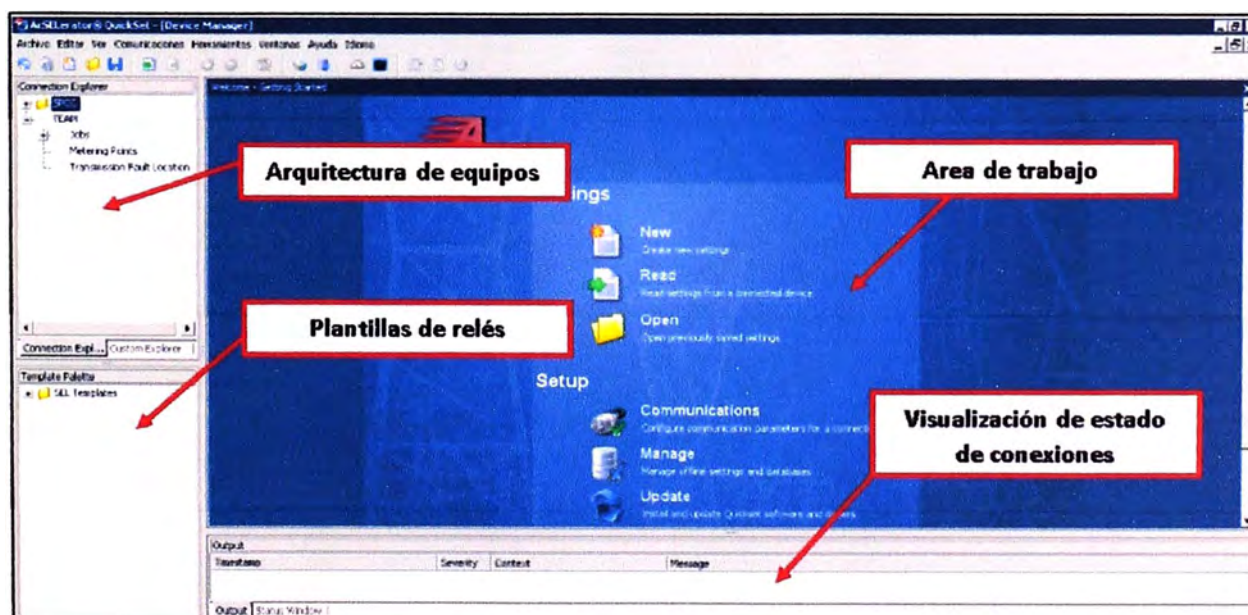


Fig. 4.2 Campos de trabajo del Acseerator TEAM

a. Connection Explorer

En el interfaz del Acseerator TEAM, en la ventana "Connection Explorer" se diseña la arquitectura de los relés SEL. El diseño y distribución de los relés se detallará en el punto 4.3.

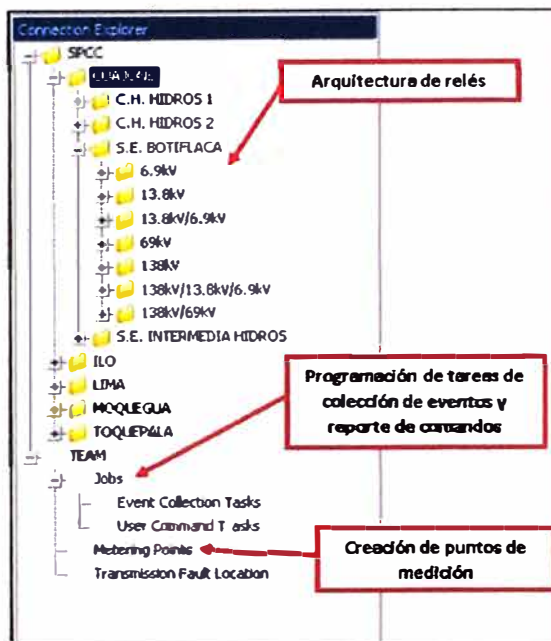


Fig. 4.3 Connection Explorer

b. TEAM

Dentro de la ventana TEAM, se encuentran 2 pestañas de configuración general del sistema.

- DDC Instances

En esta ventana se muestra el nombre de la PC, donde se puede trabajar con las siguientes opciones: DDC Connections y Archive Directories.

DDC Connections: En esta sección se agregan los canales y se realiza la configuración para la colección de datos, ya sea Serial o Ethernet. Para poder editar se debe elegir la carpeta de destino donde se guardará la data de los relés SEL.

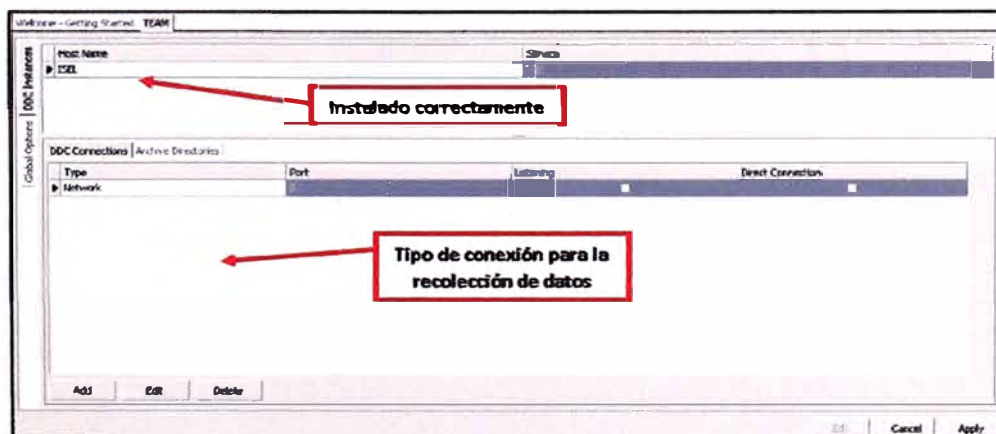


Fig. 4.4 DDC Connections

Archive Directories: En esta sección se configura el directorio donde se almacenarán los reportes de eventos y los reportes de comandos Scripts.

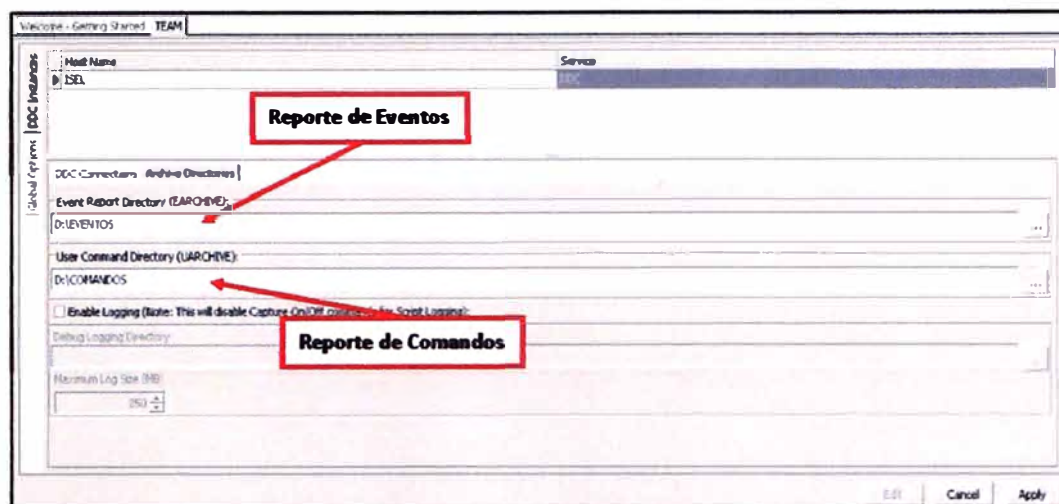


Fig. 4.5 Carpeta de archivos.

- Global Options

Esta sección está conformada por cuatro pestañas, pero las configuraciones principales para que el software funcione de manera correcta se realiza en dos pestañas: "File Name Templates" y "Advance".

File Name Templates: En esta sección se realizará la configuración, la forma cómo se almacenará los datos recolectados del relé, los nombres con que se guardan los archivos, la ubicación de los archivos y los nombres de las carpetas.

Advance: En esta sección se configura principalmente la fecha de inicio para la cual se recuperará la información en los relés.

c. Jobs: Event Collection y User Command

En esta sección se configura las tareas programables para realizar la consulta al relé y poder extraer la data.

- Event collection: Programados para descargar los reportes de eventos.

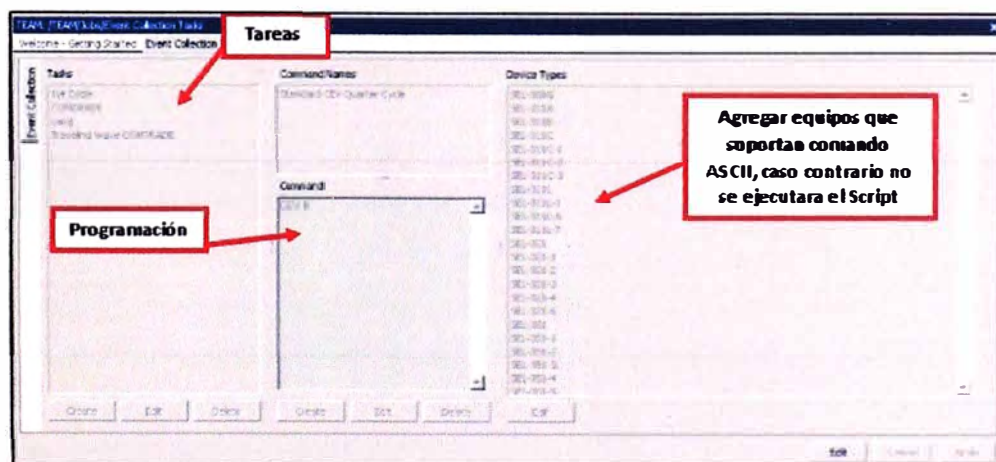


Fig. 4.6 Colección de eventos.

- **User Command:** Se programa los Scripts para el envío de comandos a los relés y realizar consultas de estado, medidas, puertos, etc. y almacenarlos en un archivo de texto.

4.2.2 Script Manager

Esta es una sección generalizada donde se puede realizar programaciones de los Scripts. Para programar se ingresa a la dirección siguiente: Tools>Device Manager>Scripts (Herramientas>Administrador de Dispositivos>Scripts).

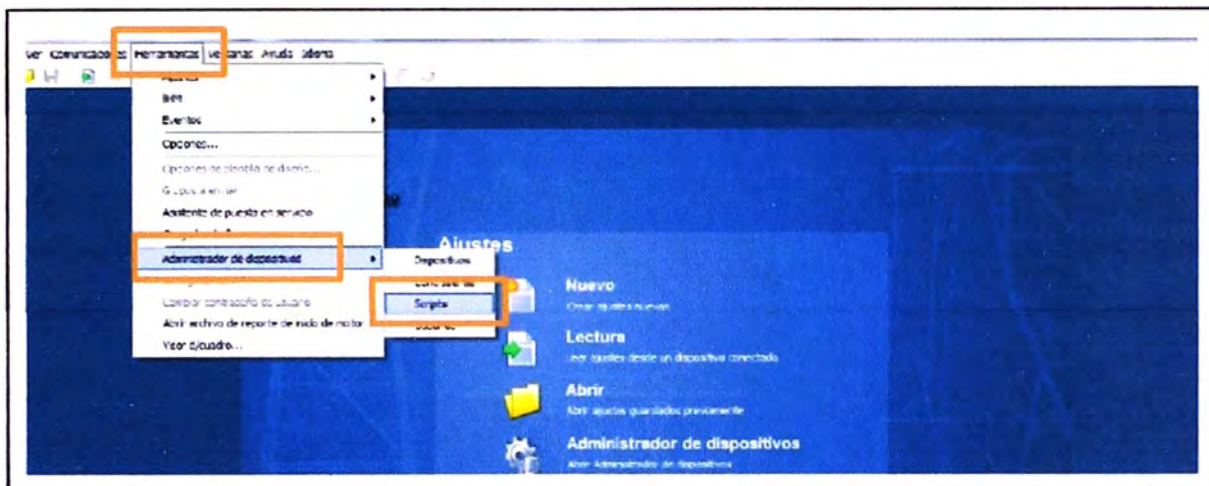


Fig. 4.7 Administrador de Scripts

En esta sección se puede crear Scripts de acuerdo a lo que se necesite extraer de información del relé. Para poder realizar la programación de Scripts, se debe tener en consideración los comandos siguientes:

- **Write (string, [string, string, string], integer):** Usado para escribir un texto cuando esté conectado con un relé.
- **WriteLn (string, [string, string, string], integer):** Difiere del Write, debido a que en éste comando aparece automáticamente CR/LF.
- **Save ():** Usado para guardar las consultas realizadas a los relés en archivos de texto.
- **GotLevel (string):** Usado para ingresar a los niveles de acceso del relé SEL.

String: Ingresar cualquiera de los niveles.

ACC: Acceso a nivel 1.

2AC: Acceso a nivel 2.

4.2.3 Usuarios y Contraseñas

En esta sección se configura los accesos a determinados usuarios. Cabe mencionar que los usuarios creados tienen los mismos niveles de acceso, es decir, el software no discrimina los privilegios de los usuarios. Para crear y/o administrar usuarios se ingresa a la siguiente dirección: Tools>Device Manager>Users (Herramientas>Administrador de Dispositivos>Usuarios).

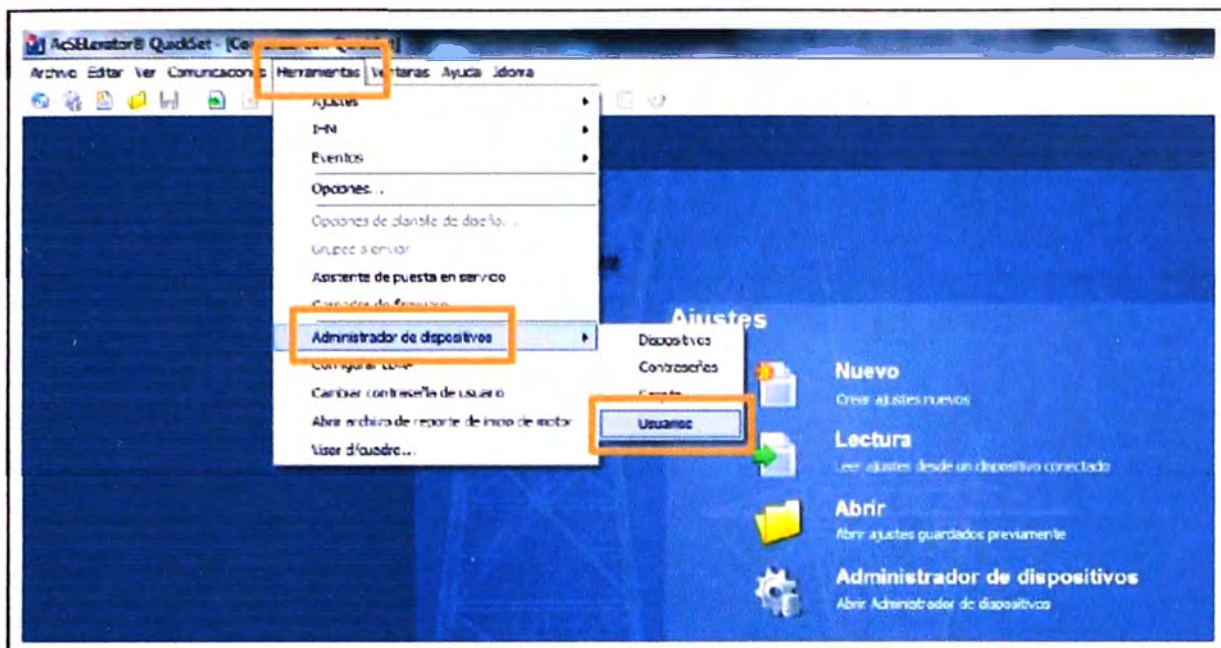


Fig. 4.8 Administrador de Usuarios

En la siguiente ventana se agrega los datos del usuario y contraseña.

User*	Use: Name	New User
Group Membership	Full Name	
Permissions	Description	
Credentials	Password	
	Reenter Password	
	<input type="checkbox"/> User must change password at next logon attempt	
	<input type="checkbox"/> Allow log on to AcSEerator Database (inherited from group membership)	

Fig. 4.9 Configuración de nuevos usuarios

4.3 Configuración del Acseleator TEAM SEL 5045

4.3.1 Ajustes de comunicación del relé SEL

Lo primordial para poder realizar la comunicación entre el software y el relé es saber los ajustes de comunicación realizados al relé. En la TABLA N° 4.1 se muestra los ajustes Ethernet de comunicación de un relé SEL 351A.

TABLA N° 4.1 Ajustes Ethernet del Relé SEL.

Grupo de Ajustes	Ajustes	Valores	Comentarios
Port 1	TPORT	23	23, 1025 hasta 65534
	IPADDR	172.19.128.105	Configuración de Usuario
	DEFRTR	172.19.128.1	Configuración de Usuario
	SUBNETM	255.255.255.0	Configuración de Usuario

4.3.2 Arquitectura y distribución de los relés SEL

Para la integración de relés a un solo sistema de monitoreo, se define la arquitectura y diseño que deseamos obtener de acuerdo a la configuración del sistema eléctrico.

Para configurar la base de datos del Acseleator TEAM, en la sección "Connection Explorer", haciendo Anticlick se desglosa las opciones para agregar carpetas nuevas y dentro de ella se agregan los relés que conforman el sistema.

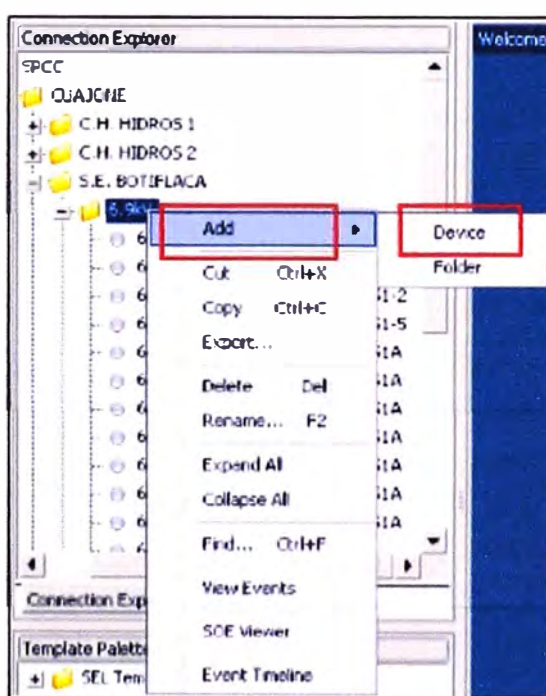


Fig. 4.10 Diseño de arquitectura.

Esto se realiza repetidamente, de acuerdo al diseño del sistema eléctrico a proteger, ingresando a cada carpeta y configurando el tipo de relé.

En el presente caso de estudio, la configuración realizada es la siguiente: Unidad Operativa>>Sub Estación>>Nivel de Tensión>>IED.

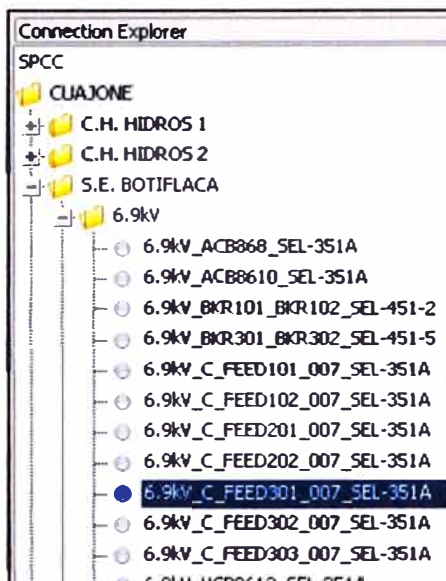


Fig. 4.11 Diseño de arquitectura.

Al finalizar la integración de relés, se ingresa a cada carpeta y se configura las tareas de Polling. De esta forma configuramos de manera grupal todos los relés integrados en la carpeta y solo ingresaremos a configurar cada relé la rutina “SEL Default Event Collection” con una frecuencia de interrogación por minuto.

Asimismo, habilitaremos la opción de envío de reportes vía Mail a los correos electrónicos destinados para monitorear el sistema de protección.

4.3.3 Configuración del Relé SEL

Luego de agregar un relé se procede a ingresar a su configuración y completar información general, configurar los canales de comunicación, agregar documentos y configurar las rutinas y frecuencia de interrogación.

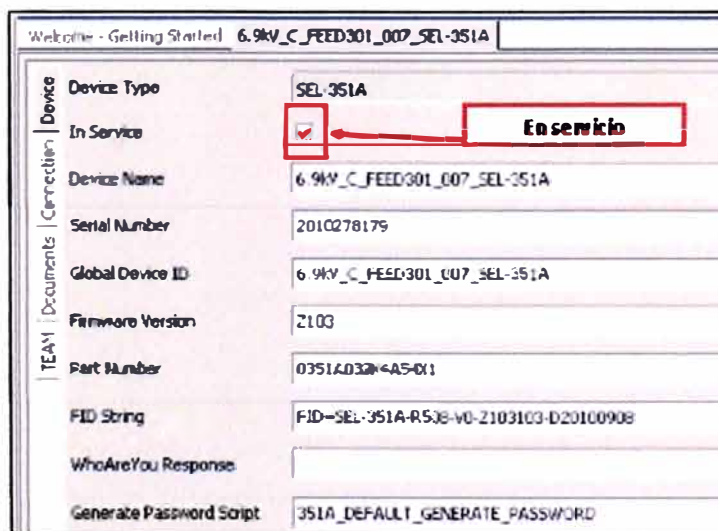
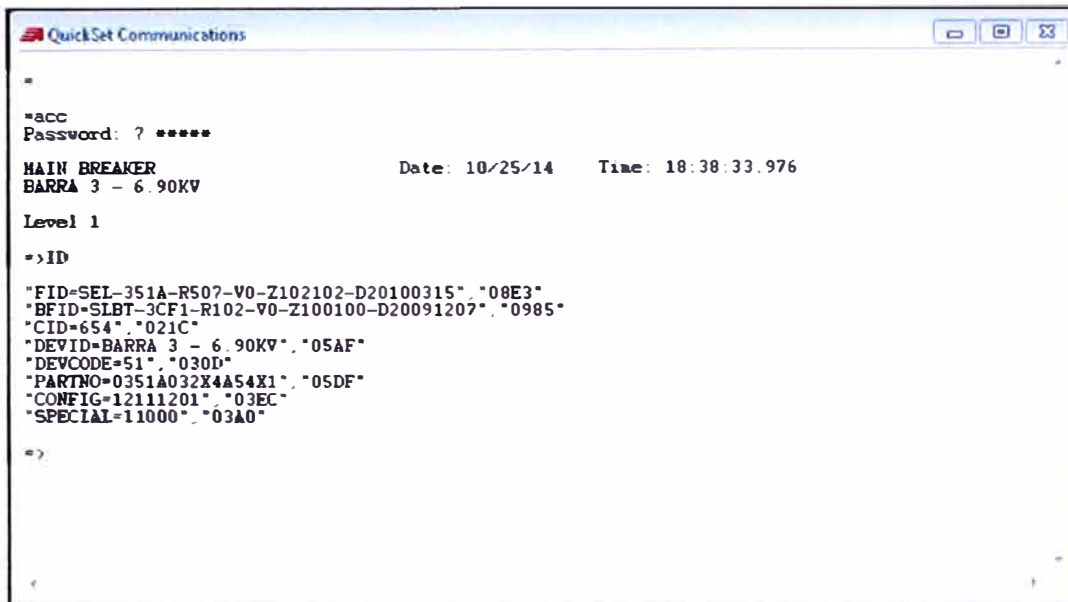


Fig. 4.12 Información general del relé.

- Establecemos la comunicación con el relé, en la opción TERMINAL, se ingresa al primer nivel y se digita el comando ID, con lo cual extraeremos la información general para ingresarla en la pestaña DEVICE, tal como muestra la Fig. 4.13, tales como: Serial Number, Firmware Version, Part Number, FID String.



```

QuickSet Communications
=
*acc
Password: ? *****
HAIN BREAKER                               Date: 10/25/14   Time: 18:38:33.976
BARRA 3 - 6.90KV
Level 1
=>ID
"FID=SEL-351A-R507-V0-Z102102-D20100315". "09E3"
"BFID=SLBT-3CF1-R102-V0-Z100100-D20091207". "0985"
"CID=654". "021C"
"DEVID=BARRA 3 - 6.90KV". "05AF"
"DEVCODE=51". "030D"
"PARTNO=0351A032X4A54X1". "05DF"
"CONFIG=12111201". "03EC"
"SPECIAL=11000". "03A0"
=>

```

Fig. 4.13 Terminal para comunicación

- En la pestaña Connection, configuramos los canales de comunicación, para nuestro caso de estudio, los relés son configurados mediante RED, con un IP asignado.

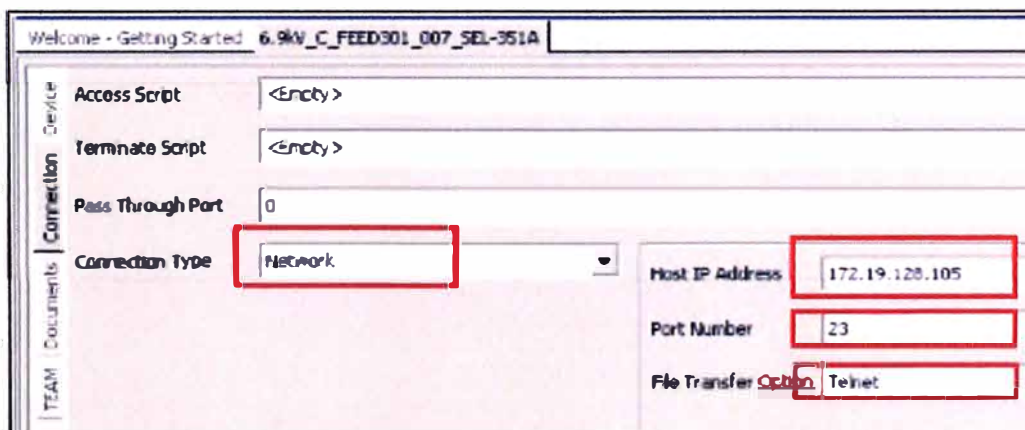


Fig. 4.14 Configuración de canales de comunicación.

- En la pestaña TEAM, en la sección Communication Chanel, con el botón ADD agregamos el Host Name disponible. En la ventana Service Connection, seleccionar "Available" y finalizar.

4.3.4 Configuración de tareas en el Acselerator TEAM

La configuración de tareas de los relés se realiza en la pestaña TEAM, en la sección Polling Jobs. En esta sección, agregamos y configuramos la rutina "SEL Default Event Collection" y la frecuencia de interrogación a Polling por minuto.

Se ingresa a la ventana "Polling Job Selector" y se selecciona de la lista desplegable la rutina antes mencionada, verificando que la casilla "Enable Job" se encuentre activada.

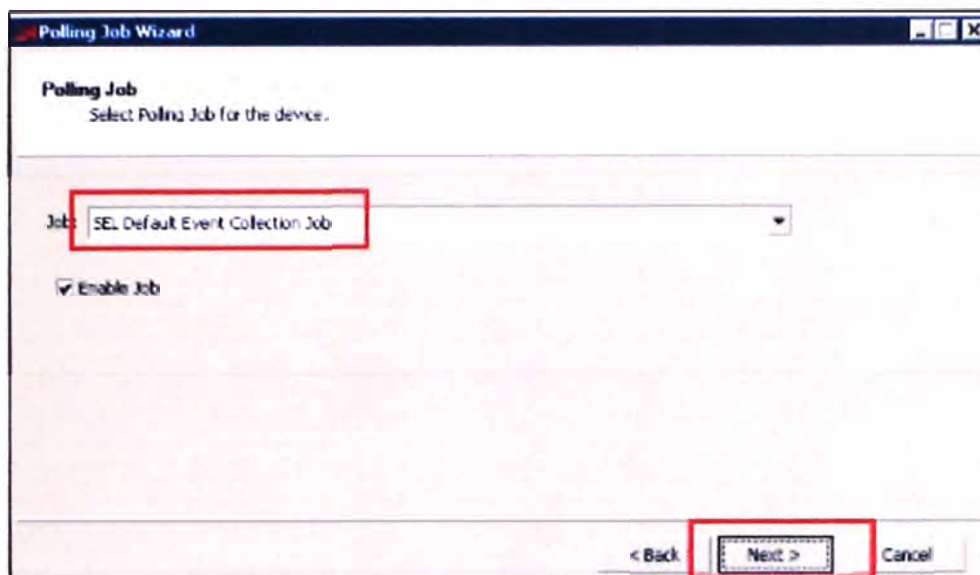


Fig. 4.15 Ventana Polling Job.

En la siguiente ventana "Polling Frequency", seleccionamos la frecuencia con la que se recolectara los datos. Para nuestro caso de estudio se configuró con una frecuencia de un minuto. Esto es, cada minuto el servidor interrogará a los IED's y reportará algún evento registrado por los mismos.

4.3.5 Configuración de los Metering Points

La configuración de otras rutinas necesita la configuración previa de los Metering Points. Un "Metering Point" (Punto de Medición), es el lugar donde se encuentra ubicado el relé. En el sistema en estudio, se integró la rutina SER (Registro Secuencial de Eventos), para lo cual era necesario configurar el punto de medición.

- En la sección "Connection Explorer", desglosamos las opciones de TEAM, e ingresamos a Metering Points. Al seleccionar el botón "Create" se abrirá la ventana "Metering Points Wizard" e ingresamos a la ventana Metering Points Name.
- En esta ventana ingresamos el nombre de la Subestación Eléctrica. En la siguiente ventana "Metering Point Time Zone", seleccionar la zona horaria indicada donde se instalará el relé.
- Seleccionar el botón Edit del recuadro Devices Assigned para mostrar la ventana "Metering Point Device Assigment", donde seleccionamos el relé y lo adicionamos al recuadro "Device Assigned".

De esta manera es posible configurar la rutina SER en el relé.

4.4 View Events

Utilizando la opción View Events es posible ver, organizar, importar, exportar e imprimir datos de informes de eventos de la base de datos del Acselelator.

Se visualiza los informes de eventos recopilados ingresando al relé SEL o alguna carpeta en el administrador de dispositivos y seleccionar View Events. Se muestran los datos de los eventos asociados a los dispositivos que se encuentren dentro de la carpeta.

Acknowledge	Device Name	Location	Event Timestamp
<input type="checkbox"/>	138kV_OCB_854_SEL-421-2	138kV	9/18/2014 06:58:08.239200
<input type="checkbox"/>	69kV_OCB_881_SEL-451-5	69kV	9/11/2014 13:05:16.405300
<input type="checkbox"/>	69kV_OCB_881_SEL-451-5	69kV	9/4/2014 23:46:49.806700
<input type="checkbox"/>	138kV_OCB852_SEL-421-2	138kV	8/26/2014 21:02:08.988800
<input type="checkbox"/>	138kV_OCB_854_SEL-311L-7	138kV	8/28/2014 20:59:52.312000
<input type="checkbox"/>	138kV_MOCB856_SEL-421-4 - P	138kV	8/28/2014 20:57:01.532600
<input type="checkbox"/>	138kV_CSB42_SEL-351A	138kV	8/28/2014 20:55:44.133000
<input type="checkbox"/>	6.9kV_BKR301_BKR302_SEL-451-5	6.9kV	8/22/2014 07:45:39.825400
<input type="checkbox"/>	13.8kV/6.9kV_MOCB24_BKR202_BKR201_SEL-451-2	13.8kV/6.9kV	8/22/2014 07:43:50.840900
<input type="checkbox"/>	69kV_OCB_881_SEL-451-5	69kV	8/22/2014 06:51:36.915500
<input type="checkbox"/>	6.9kV_BKR301_BKR302_SEL-451-5	6.9kV	8/20/2014 13:24:16.843400
<input type="checkbox"/>	6.9kV_BKR301_BKR302_SEL-451-5	6.9kV	8/9/2014 14:17:31.507900
<input type="checkbox"/>	13.8kV/6.9kV_MOCB24_BKR202_BKR201_SEL-451-2	13.8kV/6.9kV	8/9/2014 13:26:40.333100
<input type="checkbox"/>	69kV_OCB_881_SEL-451-5	69kV	8/7/2014 07:27:12.448800
<input type="checkbox"/>	138kV/13.8kV/6.9kV_CSB46_ACB8612_MOCB866_SEL-387E	138kV/13.8kV/6.9kV	7/29/2014 07:32:18.566000
<input type="checkbox"/>	138kV/13.8kV/6.9kV_CSB44_ACB8610_MOCB864_SEL-387E	138kV/13.8kV/6.9kV	7/29/2014 07:30:57.942000
<input type="checkbox"/>	138kV/13.8kV/6.9kV_CSB42_ACB868_MOCB862_SEL-387E	138kV/13.8kV/6.9kV	7/29/2014 07:29:41.724000
<input type="checkbox"/>	138kV/13.8kV/6.9kV_CSB46_ACB8612_MOCB866_SEL-387E	138kV/13.8kV/6.9kV	7/28/2014 19:46:17.446000
<input type="checkbox"/>	138kV/13.8kV/6.9kV_CSB42_ACB868_MOCB862_SEL-387E	138kV/13.8kV/6.9kV	7/28/2014 19:45:34.013000
<input type="checkbox"/>	138kV/13.8kV/6.9kV_CSB46_ACB8612_MOCB866_SEL-387E	138kV/13.8kV/6.9kV	7/28/2014 19:04:06.119000

Fig. 4.16 View Events

4.4.1 Event Summary

En esta pestaña se visualiza el resumen de reporte de eventos, los cuales pueden ser ordenados conforme al requerimiento del usuario y ser reconocidos una vez que se haya analizado. Se puede analizar los eventos, haciendo doble click sobre el evento seleccionado.

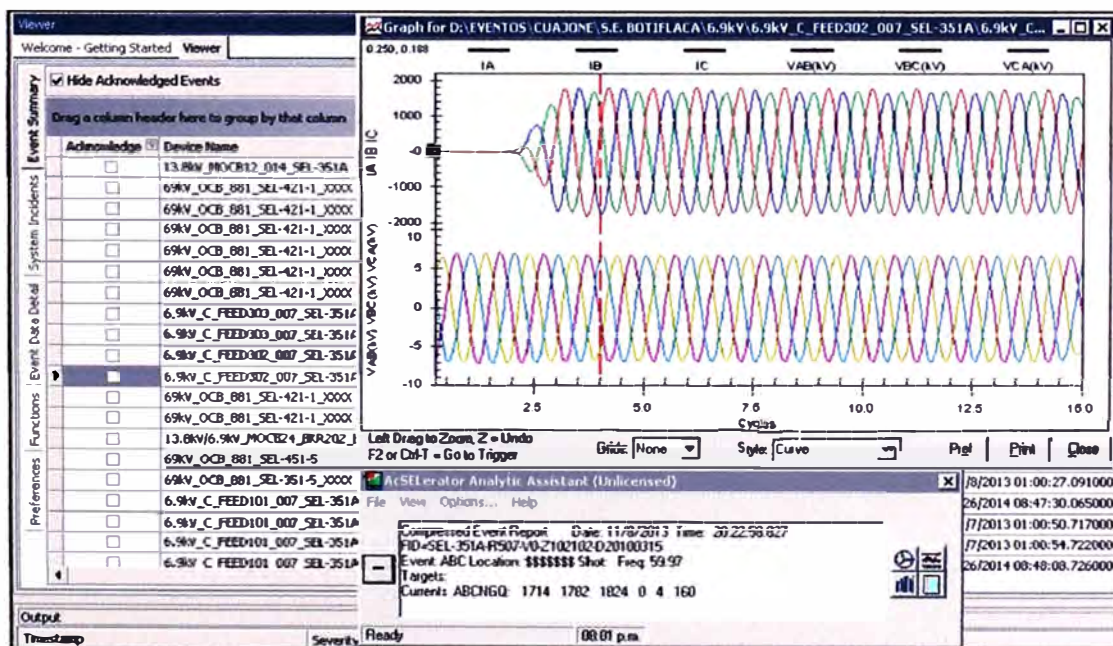


Fig. 4.17 View Events

En el recuadro adjunto de la Fig. 4.17, se muestra cuatro herramientas de análisis (Análisis gráfico, análisis de armónicos, análisis fasorial y un texto con la data del evento), así como también una breve descripción del evento. Estas herramientas hacen que el TEAM sea flexible y rápido para el análisis de un evento.

Al seleccionar un evento específico, se tiene las siguientes opciones, las principales se proceden a detallar:

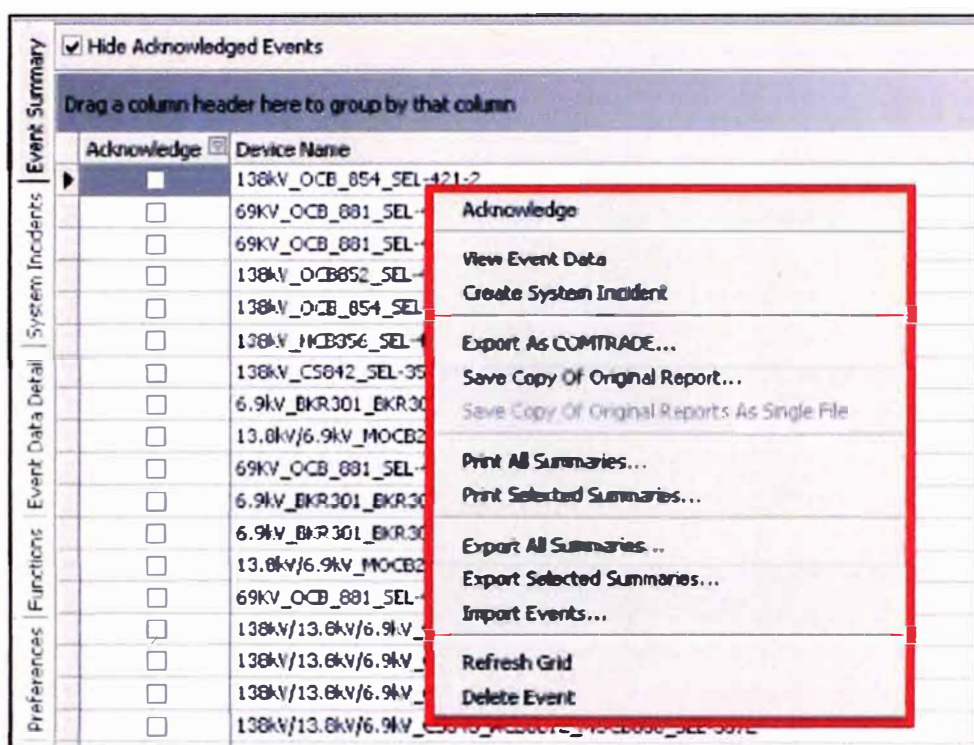


Fig. 4.18 Opciones para el análisis de un evento

a. View Event Data

Muestra una visión detallada de los datos del evento seleccionado.

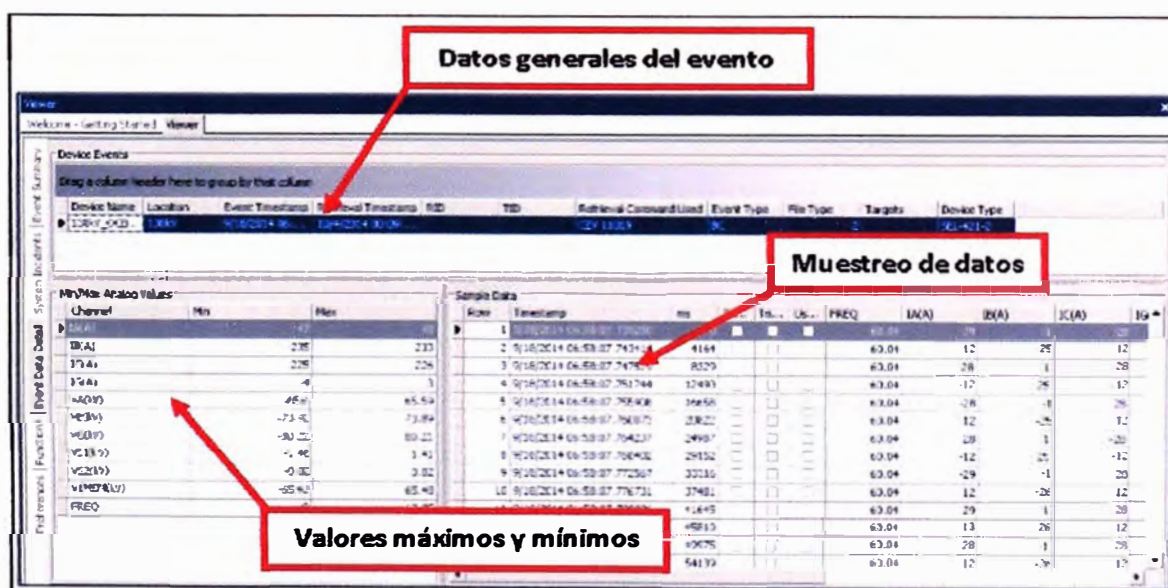


Fig. 4.19 Consulta datos del evento

b. Create System Incident

Es utilizado para documentar un incidente que afectó el sistema eléctrico, por ejemplo, una falla debido a descargas atmosféricas. Asimismo, se puede seleccionar eventos que estuvieron relacionados con el incidente.

Datos del incidente

Name: Descarga atmosférica
 Type: Fenómeno Natural
 Location: Cuajone
 Description:
 Start Date/Time: 12:00:00 a.m.
 End Date/Time: 12:00:00 a.m.

Anexar un documento relacionado al incidente

Periodo de tiempo en el cual se registró el incidente

List Events Within Date Range

Eventos relacionados con el incidente

Associate	Device Name	Location	Event Timestamp	Retrieval Timestamp	RID	TID	Retrieval Code
<input type="checkbox"/>	138kV_OCB...	138kV	9/18/2014 06:...	10/4/2014 00:09:...			CEV 11019
<input type="checkbox"/>	69kV_HCB5...	69kV	7/5/2013 17:0...	10/4/2014 00:09:...			CEV 10025
<input type="checkbox"/>	138kV_CS7...	138kV	9/25/2014 15:...	10/4/2014 00:09:...			CEV 10255
<input type="checkbox"/>	13.8kV_AC...	13.8kV					CEV 41
<input type="checkbox"/>	138kV_CS7...	138kV					CEV 10251
<input type="checkbox"/>	138kV_CS7...	138kV	9/23/2014 16:...	10/4/2014 00:09:...			CEV 2
<input type="checkbox"/>	69kV_HCB5...	69kV	7/5/2013 17:0...	10/4/2014 00:10:...			CEV 10024
<input type="checkbox"/>	69kV_HCB5...	69kV	7/5/2013 17:0...	10/4/2014 00:10:...			CEV 10023
<input type="checkbox"/>	13.8kV_AC...	13.8kV	9/17/2014 12:...	10/4/2014 00:10:...			CEV 42
<input type="checkbox"/>	138kV_CS7...	138kV	9/25/2014 15:...	10/4/2014 00:10:...			CEV 10253
<input type="checkbox"/>	138kV_CS7...	138kV	9/23/2014 16:...	10/4/2014 00:10:...			CEV 3

OK Cancel

Fig. 4.20 Crear un incidente en el sistema

c. Export as Comtrade

Permite crear un archivo COMTRADE a partir de los datos del reporte de eventos. Solo se ingresa la ruta donde lo deseamos almacenar.

d. Save Copy of original reports as single file

Permite guardar múltiples reportes de eventos en un solo archivo CEV. Solo se selecciona los eventos que desea almacenar y asignarle un nombre.

Adicionalmente se actualiza la ventana VIEWER con la opción "Refresh Grid", para visualizar los eventos recién descargados.

4.4.2 Preferences

En esta sección se tienen tres opciones generales:

- Restaurar a la vista de diseño predeterminado.
- El software con el cual se abren y analizan los eventos.
- El intervalo con el cual se actualiza la ventana VIEW de eventos.

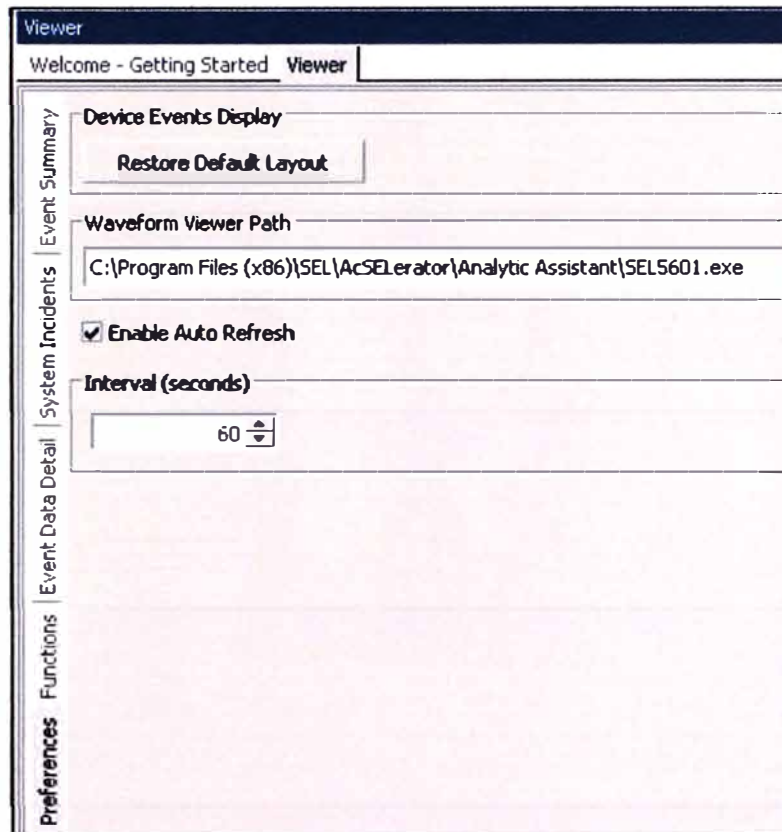


Fig. 4.21 Preferencias

4.5 Event Timeline

Es una herramienta de trabajo que se utiliza para ver los eventos a través de una línea de tiempo, donde se muestran todos los eventos de todos los relés. Para acceder a los eventos, en la sección "Connection Explorer", hacer Anti click y en las opciones desplegadas seleccionar "Event Timeline".



Fig. 4.22 Área de trabajo del Event Timeline



Fig. 4.23 Herramientas de análisis

4.5.1 Live View

Al seleccionar la casilla "Live View", se muestran los eventos en tiempo real y se actualiza conforme se agreguen al TEAM. La fecha de los eventos abarca desde siete días antes de la fecha y hora actual, y tres horas hacia adelante.

4.5.2 Tool Box Band

Utiliza los botones del cuadro de herramientas que se encuentra en la parte inferior derecha, para ir al siguiente, anterior, primer y último evento. También se puede analizar un evento con el botón "Análisis del Evento", con el cual se puede observar la oscilografía.

4.5.3 Event Display

Permite presenta eventos en líneas verticales de color en la banda de tiempo. Cada línea de eventos muestra una etiqueta que identifica el tipo de evento, ID del dispositivo y la ubicación del relé.

TABLA N° 4.2 Código de colores.

Línea o punto de color	Descripción
Rojo	TRIP, eventos que terminen en "T"
Gris	TRIG, disparo
Naranja	AG, BG, CG fallas
Verde Azulado	AB, AC, BC, CA, ABC fallas
Amarillo	Todas las otras fallas

4.5.4 Scrolling Time Bands

Ajusta la banda de tiempo (Minutos, horas y días). El software ofrece gran flexibilidad porque permite desplazar hacia la derecha o izquierda cualquiera de las tres bandas de tiempo manteniendo pulsado el click principal.

4.5.5 Setting Time Options

Permite seleccionar la fecha para la cual se muestre los eventos, inclusive muestra los eventos sucedidos en un rango de fechas. Asimismo, se ajusta la visibilidad de los eventos en la barra horaria. Al mover los controles hacia la derecha aumenta el número de días, horas y minutos hasta un máximo de 60 días, 36 horas y 60 minutos.

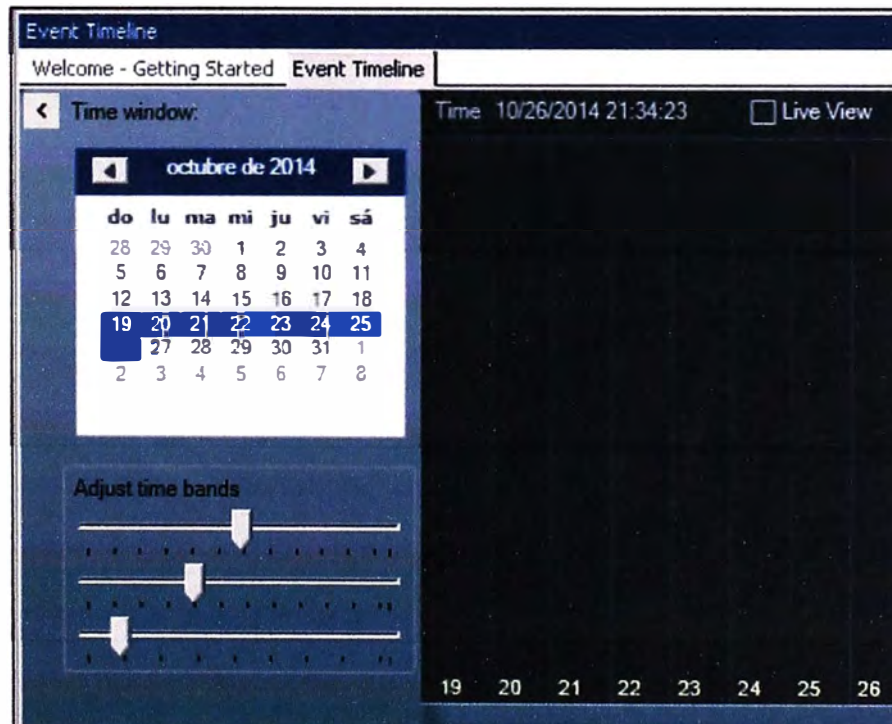


Fig. 4.24 Configuración de las opciones de tiempo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se realizará un análisis del impacto en el proceso productivo, el ahorro del beneficio económico esperado, costo de implementación y retorno de la inversión y de la mejora en el monitoreo inteligente con la introducción de una nueva tecnología.

5.1 Análisis y diagnóstico del nivel de productividad

A continuación se resume el proceso productivo involucrado.

En la mina Cuajone se perfora el terreno y se coloca una carga explosiva con el fin de fracturar la roca. El mineral extraído es cargado en palas y depositado en camiones, los que trasladan y depositan el material en vagones de ferrocarril para ser transportado a la planta Concentradora Cuajone.

En la planta concentradora, el material proveniente de la mina es triturado hasta alcanzar un tamaño cercano a media pulgada. Es aquí donde se separa los minerales de aquello sin valor. Posteriormente el material es trasladado a los molinos donde las rocas son pulverizadas, haciendo uso del agua para liberar las partículas de cobre.

Luego de realizar el filtrado y secado, la mayor parte de los concentrados son transportados a través de ferrocarriles a la Fundición, donde el cobre se purifica hasta convertirse en una barra de metal de 99.7% de pureza, llamada ánodo.

En la TABLA N° 5.1, se muestra los valores de demanda y nivel de productividad promedio de la concentradora Cuajone, distribuidas por carga en sus transformadores BT1, BT2 y BT3, así como también las de Mina Cuajone [6].

TABLA N° 5.1 Demanda y Productividad.

AREAS		DEMANDA (MW)	PRODUCCION (TMCu)
Mina Cuajone		5.78	270
Concentradora Cuajone	BT1	CHANCADO	60.89
		MOLIENDA	88.99
	BT2	CHANCADO	81.63
		MOLIENDA	78.95
	BT3	CHANCADO	55.53
		MOLIENDA	82.97

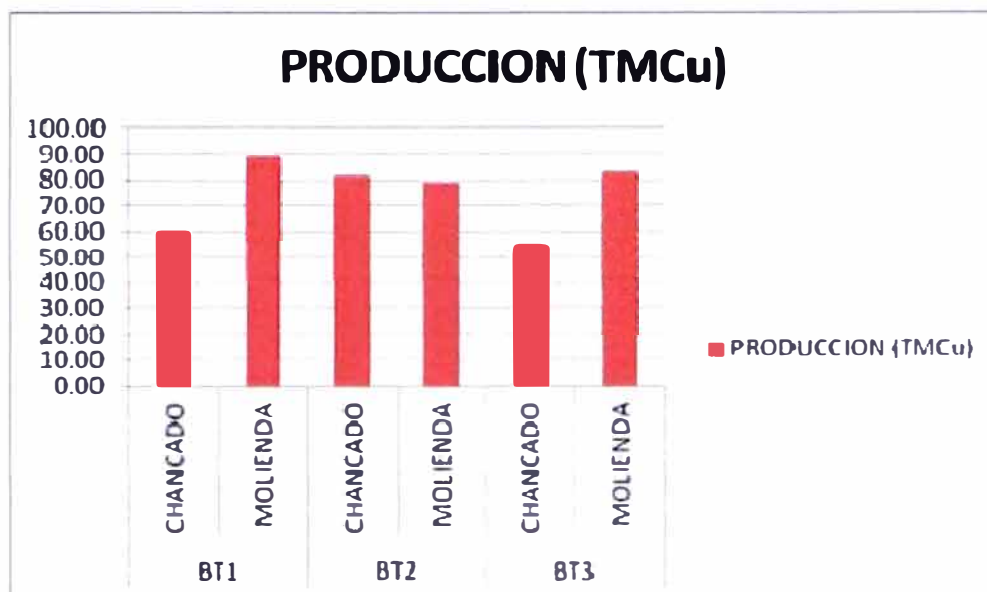


Fig. 5.1 Variación de productividad de Concentradora Cuajone

5.2 Evaluación económica de las pérdidas de producción

El impacto producido por parada de la producción debido a una falsa actuación de los equipos de protección, generaban pérdidas que pueden expresarse en TMCu..

En la mencionada parada de planta, no solo se afecta la Concentradora con el mineral existente en su Chancadoras y Molinos, sino también en el mineral procedente de la Mina. Es decir, las pérdidas de producción en la Concentradora Cuajone es la suma de las TMCu perdido en la propia Concentradora y las TMCu que no han sido recibidos provenientes de la Mina Cuajone.

En una parada de planta debido a la apertura de uno de los interruptores principales con una duración de 3 hrs. aproximadamente para retomar carga sostenible, se registró una pérdida de producción total de 26 TMCu.

Las pérdidas de producción asociada a la parada mencionada anteriormente, es calculado de la siguiente manera:

$$PP=(TM)x(FC)x(CC) \quad (5.1)$$

En donde:

- PP = Pérdidas de producción en unidades monetarias (US\$)
- TM = Toneladas métricas de Cu (TMCu)
- FC = Factor de conversión de Toneladas métricas a Libras (2204.62 Lb/TM)
- CC = Costo de la Libra de Cobre (3.3 \$/Lb-Cu)

En consecuencia, usando la ecuación (5.1), la pérdida de producción atribuible a una falla interna de los relés electromecánicos es:

$$PP= \$190,480.32$$

Con el reemplazo de los relés electromecánicos, se logra reducir a cero las pérdidas de producción ocasionadas por falsas actuaciones, dándole así una mayor confiabilidad al sistema eléctrico. En consecuencia, las pérdidas de producción expresadas en unidades monetarias vienen a ser el beneficio económico atribuible a la mejora tecnológica.

5.3 Evaluación del costo de implementación y retorno de inversión

El costo de implementación asociado con la automatización del sistema eléctrico que originará la reducción de pérdidas de producción, deberá ser calculado sobre la base de cotizaciones de proveedores que proporcionen un estimado del orden de magnitud involucrado.

Para la evaluación económica se utilizó el método de Retorno de Inversión (RI).

$$\text{Retorno de inversión (RI)} = \text{IMP/BE} \quad (5.2)$$

En donde:

- IMP = Costo de implementación (US\$)
- BE = Ahorro económico (US\$/año)
- RI = Retorno de inversión (Año)

El periodo de retorno simple es lo suficientemente apropiado para evaluar costo beneficio en proyectos con retornos menores a los 2 ó 3 años. A medida que este retorno se hace más prolongado, no se hace necesario considerar otros métodos.

El costo de implementación en éste caso es US\$83,031, usando la ecuación (5.2) se obtiene el Retorno de la inversión:

$$\text{RI} = 83,031/190,480.32 \times 12, \text{ obteniéndose RI} = 5 \text{ meses.}$$

Este cálculo se ha realizado sobre la base de un mínimo número de fallas ocurrido durante un periodo de 12 meses (1 año).

5.4 Evaluación de la mejora en la gestión del monitoreo inteligente

Debido a la modernización y automatización del sistema eléctrico, se logró una alta confiabilidad en la producción, realizando un monitoreo remoto en tiempo real, brindando herramientas para mejorar el mantenimiento preventivo.

La mejora debido a la modernización del sistema de protección, se ve reflejado en la rapidez con la cual se tiene herramientas para la gestión y análisis de una falla. El análisis se centra en el evento ocurrido el día 26 de Abril del 2014, para lo cual se ha desarrollado en 4 ítems:

5.4.1 Configuración pre-falla del sistema

La configuración pre-falla se ha dividido en 4 partes para visualizar a detalle las condiciones del sistema antes del evento ocurrido:

a. Generación

TABLA N° 5.2 Potencia por Central.

Central	Unidad	Potencia Activa (MW)
Ilo1	Central	0
Ilo2	TV21	65
Aricota 1 (1)	Central	0
Aricota 2	Central	4.1

(1): Fuera de servicio por mantenimiento programado.

b. Líneas de transmisión

TABLA N° 5.3 Flujo de potencia en Líneas.

Líneas	Desde	A	Potencia Activa (MW)
L-2025	Socabaya	Moquegua	14.9
L-2026	Socabaya	Moquegua	18.73
L-2027	Ilo2	Moquegua	-26.66
L-2028	Ilo2	Moquegua	-25.95
L-2029	Tacna	Moquegua	24.67
L-2030	Puno	Moquegua	12.54
L-1025	Toquepala	Moquegua	-39.05
L-1026	Toquepala	Aricota 2	-0.5
L-1388	Toquepala	Millsite	36.49

c. Equipos de Transformación

TABLA N° 5.4 Flujo de potencia en MT1 y MT2.

Transformador	Subestación	Potencia Activa (MW)
MT1 220/138/10 kV	Moquegua	103.87
MT2 220/138/10 kV	Moquegua	104.67

d. Carga de SPCC

TABLA N° 5.5 Condiciones operativas previas.

Subestación	Potencia Activa (MW)
Botiflaca	64.7
Push Back	6.8
Millsite	43.2
Q.Honda	3.3
Lixiviación	22.9
Fundición	37.9
Refinería	10.3

5.4.2 Descripción

Se produjo recierre exitoso de la fase R de la línea L-2027 (Moquegua-Ilo 2) de 220 kV por falla debido a pérdida de aislamiento de cadena de aisladores de la estructura E180.

Asimismo, se produjo la desconexión de los autotransformadores paralelos MT1 y MT2 de 220/138/10 kV, de la Subestación Moquegua por actuación de su protección diferencial.

Como consecuencia, desconecto la línea L-1026 por sobrecorriente; lo que interrumpió 195.81 MW del cliente libre Southern Perú. La frecuencia del sistema aislado de Southern Perú disminuyó hasta colapsar.

5.4.3 Revisión de eventos y descarga oscilográfica

Debido a la configuración realizada a los relés, como se explica en el capítulo IV, se obtuvo un reporte oscilográfico al minuto de ocurrido la falla, notificado vía Mail el cual consta de la información necesaria para una evaluación previa de lo ocurrido mientras el evento se encuentra en investigación. Las siguientes graficas corresponden al reporte del relé SEL 351A del Alimentador 301, Molino 1A.

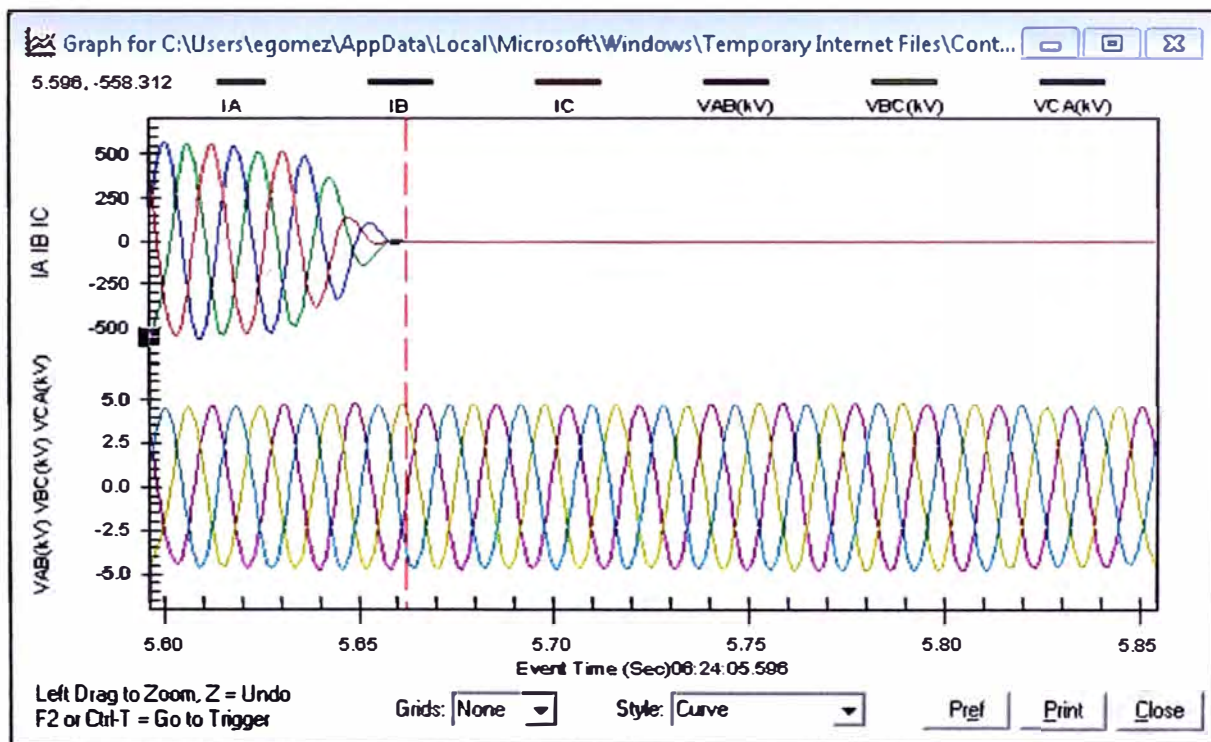


Fig. 5.2 Oscilografía reportado por relé SEL 351 A.

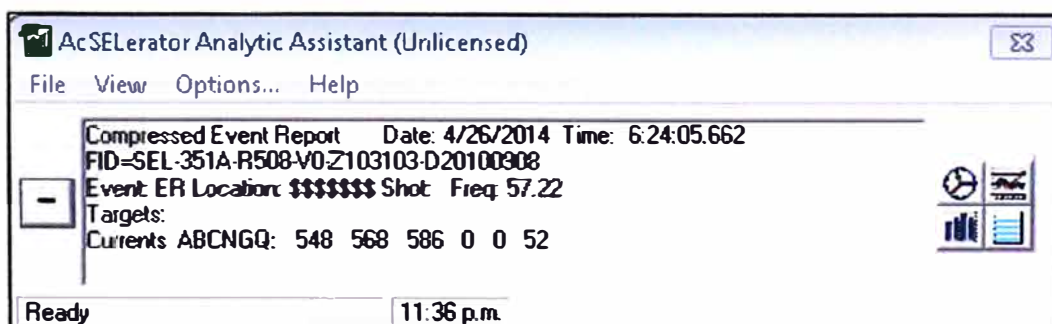


Fig. 5.3 Data reportado por relé SEL 351 A.

5.4.4 Análisis e interpretación de la falla

Durante la desconexión de los autotransformadores MT1 y MT2 de la SE Moquegua se interrumpió el 100% de la carga de Southern Perú, la frecuencia previa al evento se encontraba en 60.32 Hz, llegando a colapsar en el sistema asilado. De acuerdo al Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) se verificó la actuación de la Etapa 1, Etapa 4 (Feeder-301), Etapa 5 (Feeder-302).

Como se puede observar en la Fig. 5.2 y en la Fig. 5.3, la frecuencia disminuyó hasta un valor de 57.22 Hz, produciéndose la apertura del interruptor FEED 301 (Molino 1A). Como se puede observar en el Anexo D, la señal de tensión de referencia del relé SEL 351A es de la barra en 6.9 kV, que se mantiene con tensión antes y durante el evento.

Los registros extraídos del relé muestran que no hubo actuación por sobrecorriente, los efectos mostrados obedecen únicamente al colapso en la frecuencia del sistema al declararse indisponibles los autotransformadores de la Subestación Moquegua.

El evento donde se interrumpe el 100% de la carga es conocido como Black-Out, y para su restablecimiento se sigue el procedimiento "Plan de contingencia operativo 2014" aprobado por el COES.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. En el nuevo sistema de monitoreo inteligente, entre muchos otros beneficios, están íntimamente ligados con la confiabilidad del sistema y la reducción de recursos (horas-hombre). Con lo cual se demuestra que invertir en calidad y en un sistema más confiable es rentable.
2. La modernización del sistema de protección y la integración a un servidor para un monitoreo en tiempo real de los eventos del sistema, representó para SPCC un ahorro en producción el cual significa un beneficio económico de 190 480 US\$ / año.
3. La modernización del sistema de protección representa un retorno rápido y cuantificable de la inversión, a un bajo costo, entregando funcionalidades que devuelven múltiples beneficios financieros.
4. Se integró la información proporcionada por los relés SEL 351A de marca SEL, a redes LAN en cada área de operación, paralelamente los datos son transmitidos vía Ethernet al servidor central ubicado en la misma sala eléctrica, el cual integrará toda la información de la subestación Botiflaca.
5. Todos los relés SEL35A se prueban y verifican en fábrica de acuerdo con las normas de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) y el ANSI (Instituto Nacional Americano de Normalización); sin embargo, antes de instalar un relé nuevo conviene realizar una verificación final de la funcionalidad. Los relés SEL son digitales y no requieren calibración.
6. La tecnología de los relés SEL también proporciona herramientas que permiten mejorar la eficiencia energética, reducir los costos operativos, aumentar la productividad y confiabilidad del sistema eléctrico. Esto permite reducir el uso de analizadores de redes innecesario en las instalaciones.
7. La modernización del sistema de protección facilita el diagnóstico de las instalaciones. Este cambio asociado a herramientas de software complementarias que llevan a cabo el control y la supervisión permanente de las instalaciones, garantizan el correcto

funcionamiento de los procesos y ante la ausencia de medidores brinda una gestión referencial de la energía, dos factores que dependen de la calidad de la energía eléctrica y que resultan indispensables para incrementar la productividad.

8. A consecuencia de los excelentes resultados obtenidos en la subestación Botiflaca; se analizó, evaluó y aprobó realizar la modernización del sistema de protección de los alimentadores en todas las demás subestaciones principales de SPCC (Ilo1, Fundición, Refinería, Botiflaca, Lixiviación, Quebrada Honda y Push Back).

Recomendaciones

1. Se debe modernizar el sistema de protección de todas las subestaciones principales de las unidades mineras, lo cual representa en la actualidad un tema indispensable para monitorear, controlar y mejorar la confiabilidad de la producción, de una forma eficiente y eficaz.

2. Se recomienda la implementación de los relés SEL, gracias a que permiten a las empresas mejorar su confiabilidad, brindando adicionalmente un monitoreo de la calidad de la energía, dándoles una visión general de como su organización utiliza la energía. Logrando de esta manera reducir los costos operativos, aumentar la productividad y la confiabilidad del sistema eléctrico.

3. Utilizar la tecnología SEL resulta excelente para la integración del sistema de protección a un sistema SCADA, brindando una serie de beneficios y ventajas insuperables.

4. Se recomienda la implementación de la tecnología SEL para el monitoreo inteligente como sistema principal, para clientes libres cuya demanda no supere los 30 MW. Para clientes libres que están obligados a contar con Centro de Control, se recomienda como sistema de respaldo íntegro para el sistema de protección.

ANEXOS

ANEXO A
DATASHEET DEL RELE SEL 351A

ESPECIFICACIONES GENERALES

Importante: No emplee las especificaciones siguientes para ordenar un Relé SEL-351. Refiérase a las hojas de requisición actualizadas (MOT).

<u>Torque de apriete</u>	Block de terminales: Mínimo: 8-lb/pulgada (0.9 Nm) Máximo: 12- lb/pulgada (1.4 Nm) Conectorizado (Connectorized*): Mínimo: 4.4- lb/pulgada (0.5 Nm) Máximo: 8.8- lb/pulgada (1.0 Nm)
<u>Terminales de conexión</u>	Terminales o conductores de cobre multihembra. Se recomienda uso de terminales tipo anillo. Temperatura mínima 105°C.
<u>Entradas de Voltaje AC</u>	150 V _{L-N} , tres fases, conexión en cuatro alambres (estrella). 150 V permanentes (conecte cualquier voltaje de 0 a 150 Vac). 365 Vac por 10 segundos. Carga: 0.13 VA @ 67 V; 0.45 VA @ 120 V. 300 V _{L-N} , trifásico, cuatro alambres, conexión estrella. 300 V permanentes (conecte cualquier voltaje desde 0 a 300 Vac). 600 Vac por 10 segundos. Carga: 0.03 VA @ 67 V; 0.06 VA @ 120 V; 0.8 VA @ 300 V. 300 V _{L-L} , trifásico, tres alambres, conexión delta. 300 V permanentes (conecte cualquier voltaje desde 0 a 300 Vac). 600 Vac por 10 segundos. Carga: 0.03 VA @ 67 V; 0.06 VA @ 120 V; 0.8 VA @ 300 V.
<u>Entradas de Corriente AC</u>	5 A nominal: 15 A permanentes, 500 A por 1 segundo, lineal para 100 A simétricos, 1250 A por 1 ciclo. Carga: 0.27 VA @ 5 A, 2.51 VA @ 15 A. 1 A nominal: 3 A permanentes, 100 A por 1 segundo, lineal para 20 A simétricos. 250 A por 1 ciclo. Carga: 0.13 VA @ 1 A, 1.31 VA @ 3 A. Opción sensitiva de Tierra (Sensitive Earth Fault): Entrada de corriente Canal IN: 0.05 A nominal: 1.5 A permanentes, 20 A por 1 segundo, lineal para 1.5 A simétricos. 100 A por 1 ciclo. Carga: 0.0004 VA @ 0.05 A, 0.36 VA @ 1.5 A.
<u>Fuente de Poder</u>	Valor nominal: 125/250 Vdc o Vac Rango: 85–350 Vdc o 85–264 Vac Carga: <25 W Valor nominal: 48/125 Vdc o 125 Vac Rango: 38–200 Vdc o 85–140 Vac Carga: <25 W Valor nominal: 24/48 Vdc Rango: 18–60 Vdc, polaridad dependiente Carga: <25 W
<u>Frecuencia y Rotación</u>	Frecuencia 60/50 Hz y rotación de fases ABC/ACB seleccionable por el usuario. Rango de seguimiento de frecuencia: 40.1-65 Hz (se requiere V _A para seguimiento de frecuencia).

Contactos de salida Estándar:

30 A de cierre (make), según IEEE 37.90: 1989
6 A permanentes (continuous carry) a 70°C; 4 A permanentes (continuous carry) a 85°C

50 A por un segundo

Protección MOV: 270 Vac, 360 Vdc, 40 J;

Tiempo de operación: Menor que 5 ms.

Tiempo de reposición: Menor que 5 ms, típico.

Capacidad de interrupción (10.000 operaciones):

24 V 0.75 A L/R = 40 ms

48 V 0.50 A L/R = 40 ms

125 V 0.30 A L/R = 40 ms

250 V 0.20 A L/R = 40 ms

Capacidad cíclica (2.5 ciclos/segundo):

24 V 0.75 A L/R = 40 ms

48 V 0.50 A L/R = 40 ms

125 V 0.30 A L/R = 40 ms

250 V 0.20 A L/R = 40 ms

Nota: Capacidad de Interrupción y Cíclica según IEC 60255-0-20: 1974.

Nota: Relés certificados EA no tienen contactos estándar protegidos con MOV.

Opción Alta Corriente de Interrupción:

30 A de cierre (make), según IEEE 37.90: 1989

6 A permanentes (continuous carry) a 70°C; 4 A permanentes (continuous carry) a 85°C

50 A por un segundo

Protección MOV: 330 Vdc, 130 J;

Tiempo de operación: Menor que 5 ms.

Tiempo de reposición: Menor que 8 ms, típico.

Capacidad de interrupción (10.000 operaciones):

24 V 10 A L/R = 40 ms

48 V 10 A L/R = 40 ms

125 V 10 A L/R = 40 ms

250 V 10 A L/R = 20 ms

Capacidad cíclica (4 ciclos en 1 segundo, seguidos de 2 minutos de reposo para disipación térmica):

24 V 10 A L/R = 40 ms

48 V 10 A L/R = 40 ms

125 V 10 A L/R = 40 ms

250 V 10 A L/R = 20 ms

Nota: No use los contactos de alta capacidad de interrupción para controlar señales de ac. Estas salidas son polaridad-dependientes.

Nota: Capacidad de Interrupción y Cíclica según IEC 60255-0-20: 1974.

<u>Rango de operación</u>	<u>entradas</u>	<u>optoaisladas</u>	Cuando son usadas con señales de control de dc:		
250 Vdc:	activas (on) para	200–300 Vdc;	inactivas (off) bajo	150 Vdc	
125 Vdc:	activas (on) para	105–150 Vdc;	inactivas (off) bajo	75 Vdc	
110 Vdc:	activas (on) para	88–132 Vdc;	inactivas (off) bajo	66 Vdc	
48 Vdc:	activas (on) para	38.4–60 Vdc;	inactivas (off) bajo	28.8 Vdc	
24 Vdc:	activas (on) para	15–30 Vdc.			

Cuando son usadas con señales de control de ac:

250 Vdc:	activas (on) para	170.6–300.0 Vac;	inactivas (off) bajo	106.0 Vac
125 Vdc:	activas (on) para	89.6–150.0 Vac;	inactivas (off) bajo	53.0 Vac
110 Vdc:	activas (on) para	75.1–132.0 Vac;	inactivas (off) bajo	46.6 Vac
48 Vdc:	activas (on) para	32.8–60.0 Vac;	inactivas (off) bajo	20.3 Vac
24 Vdc:	activas (on) para	12.8–30.0 Vac		

Modo AC es eleccionable en cada entrada via Ajustes Globales IN1D–IN8D, IN101D–IN106D, IN201D–IN208D. Tiempo de retardo en el reconocimiento de una entrada AC, desde el momento del cambio de estado: operación 0.75 ciclos máximo; reposición 1.25 ciclos máximo.

Nota: Las entradas optoaisladas de 24, 48, 125 y 250 Vdc drenan aproximadamente 5 mA, las de 110 Vdc drenan aproximadamente 8 mA. Las corrientes se indican señalan para entradas operando a voltaje nominal.

**Entrada
codificada de
Tiempo**

El relé acepta entrada codificada de tiempo IRIG-B demodulada en Puerto 2. La hora del relé es sincronizada entre ± 5 ms de la fuente de entrada de tiempo.

**Comunicaciones
seriales**

Un puerto serial de comunicación EIA-232 en panel posterior y uno en panel frontal. (Modelo 0351xT).
Dos puertos seriales de comunicación EIA-232 en panel posterior y uno en panel frontal. (Modelos 0351x0, 0351x1 y 0351xY).
Un puerto serial de comunicación EIA-485 en panel posterior, con 2100 Vdc de aislación (todos los modelos).

Rango de selección por puerto: 300, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400 Baud.

Dimensiones

Ver Figura 2.1.

Peso

13 lbs. (5.92 kg)—Relés de altura 2U rack
16 lbs (7.24 kg)—Relés de altura 3U rack

**Rutina de ensayos
Dieléctricos**

Entradas de corriente: 2500 Vac por 10 segundos.
Fuente de poder, entradas optoaisladas y contactos de salida: 3000 Vdc por 10 segundos.

Los siguientes ensayos *IEC 60255-5 Dielectric Tests: 1977* se efectúan en todas las unidades rotuladas CE:

2500 Vac por 10 segundos sobre entradas análogas.

3100 Vdc por 10 segundos sobre la fuente de poder, entradas optoaisladas y contactos de salida.

**Temperatura de
Operación.**

-40° a 185°F (-40° a +85°C) (ensayo tipo).
(El contraste del LCD se deteriora para temperaturas inferiores a -20°C.)

IEC 60068-2-1: 1990 Basic environmental testing procedures, Part 2: Tests - Test Ad: Cold (type test).

IEC 60068-2-2: 1974 Basic environmental testing procedures, Part 2: Tests - Test Bd: Dry Heat (type test).

Medio ambiente

IEC 60068-2-30: 1980 Basic environmental testing procedures, Part 2: Tests, Test Db and guidance: Damp heat, cyclic (12 + 12-hour cycle). (six-day type test).

IEC 60529: 1989-11 Degrees of Protection Provided by Enclosures - IP30, IP54 from the front panel using the SEL-9103 Front Cover Dust and Splash Protection (type test).

RFI y Pruebas de Interferencia

IEEE C37.90.1 - 1989 IEEE SWC Tests for Protective Relays and Relay Systems (3 kV oscillatory, 5 kV fast transient) (type test).

IEEE C37.90.2 IEEE Trial-Use Standard, Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers, 10 V/m (type test).

Excepciones:

5.5.2(2) Performed with 200 frequency steps per octave.

5.5.3 Digital Equipment Modulation Test not performed.

5.5.4 Test signal turned off between frequency steps to simulate keying.

IEC 60801-4: 1988 Electromagnetic compatibility for industrial-process measurement and control equipment, Part 4: Electrical fast transient/burst requirements. Severity Level 4 (4 kV on power supply, 2 kV on inputs and outputs) (type test).

IEC 60255-22-1: 1988 Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment, Part 1: 1 MHz burst disturbance tests. Severity Level 3 (2.5 kV common mode, 1.0 kV differential) (type test).

IEC 60255-22-3: 1989 Electrical relays, Section 3: Radiated electromagnetic field disturbance tests. Severity Level 3 (10 V/m) (type test).

IEC 60255-22-4: 1992 Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment, Section 4 - Fast transient disturbance test. Severity Level 4 kV at 2.5 kHz and 5 kHz (type test).

Pruebas de Impulso

IEC 60255-5: 1977 Electrical relays, Part 5: Insulation tests for electrical relays, Section 6: Dielectric Tests, Series C (2500 Vac on analog inputs; 3000 Vdc on power supply, contact inputs, and contact outputs). Section 8: Impulse Voltage Tests. 0.5 Joule 5 kV (type test).

Pruebas de Vibración

IEC 60255-21-1: 1988 Electrical relays, Part 21: Vibration, shock, bump, and seismic tests on measuring relays and protection equipment, Section One - Vibration tests (sinusoidal), Class 1 (type test).

g

Impacto

IEC 60255-21-2: 1988 Electrical relays, Part 21: Vibration, shock, bump, and seismic tests on measuring relays and protection equipment, Section Two - Shock and bump tests, Class 1 (type test).

IEC60255-21-3: 1993 Electrical relays, Part 21: Vibration, shock, bump, and seismic tests on measuring relays and protection equipment, Section Three - Seismic tests, Class 2 (type test).

Pruebas ESD

IEC 60255-22-2: 1996 Electrical disturbance tests for measuring relays and protective equipment, Section 2: Electrostatic discharge tests. Severity Level 4 (8 kV contact discharge all points except serial ports, 15 kV air discharge to all other points) (type test).

Especificaciones de Procesamiento

<u>Entradas de AC de Voltaje and Corriente</u>	16 muestras por ciclo. filtro pasabajos de 3 db con frecuencia de corte 560 Hz.
<u>Filtraje Digital</u>	Coseno. un ciclo después de filtraje analógico pasabajos. Red de filtraje (analógico + digital) rechaza dc y todas las armónicas mayores que la fundamental.
<u>Procesamiento de Protección y Control</u>	4 veces por ciclo

Rangos de operación y exactitud de elementos del relé

Elementos de Sobrecorriente Instantáneos/Tiempo Definido

Rango de Operación:	0.25–100.00 A. pasos de 0.01 A (5 A nominal) 1.00–170.00 A. pasos de 0.01 A (5 A nominal – para elementos fase-fase) 0.05–20.00 A. pasos de 0.01 A (1 A nominal) 0.20–34.00 A. pasos de 0.01 A (1 A nominal – para elementos de fase) 0.005–1.500 A. pasos de 0.001 A (canal de entrada IN de 0.05 A nominal)
Exactitud de operación en régimen permanente:	±0.05 A y ±3% del ajuste (5 A nominal) ±0.01 A y ±3% del ajuste (1 A nominal) ±1 mA y ±5% del ajuste (canal de entrada IN de 0.05 A nominal)
Sobrealcance Transiente:	±5% del pickup
Tiempo de Retardo:	0.00–16.000.00 ciclos. pasos de 0.25-ciclos
Exactitud del Temporizador:	±0.25 ciclos y ±0.1% del ajuste
Rango de Bloqueo de elementos de Frecuencia por Bajo Voltaje:	12.50–150.00 V (150 V. conexión estrella) 25.00–300.00 V (300 V. conexión estrella) 34.00–260.00 V (300 V. conexión delta)
Ver curvas de tiempos de operación y reposición en Figura 3.5 y Figura 3.6	

Elementos temporizados de sobrecorriente

Rango de Operación:	0.50–16.00 A. pasos de 0.01 A (5 A nominal) 0.10–3.20 A. pasos de 0.01 A (1 A nominal) 0.005–0.160 A. pasos de 0.001 A (canal de entrada IN de 0.05 A nominal)
Exactitud de operación en régimen permanente:	±0.05 A y ±3% del (5 A nominal) ±0.01 A y ±3% del ajuste (1 A nominal) ±1 mA y ±5% del ajuste (canal de entrada IN de 0.05 A nominal)
Rango de temporización del Dial:	0.50–15.00. pasos de 0.01 (US) 0.05–1.00. pasos de 0.01 (IEC)
Exactitud de las curvas temporizadas:	±1.50 ciclos y ±4% del tiempo de curva. para corriente entre 2 y 30 veces el pickup

Elementos de Bajo y Sobrevoltaje

Rangos de Operación:	0.00–150.00 V, pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas de voltaje 150 V } 0.00–300.00 V, pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas de voltaje 300V } 0.00–260.00 V, pasos de 0.01 V (elementos fase-fase) {entradas de voltaje 150 V } 0.00–520.00 V, pasos de 0.01 V (elementos fase-fase) {entradas de voltaje 300 V }
Exactitud de operación en régimen permanente:	±1 V y ±5% del ajuste {entradas de voltaje 150 V} ±2 V y ±5% del ajuste {entradas de voltaje 300 V}
Sobrealcance Transiente:	±5% del pickup

Elementos de Chequeo de Sincronismo

Rango de Operación de deslizamiento de Frecuencia:	0.005–0.500 Hz, pasos de 0.001 Hz
Exactitud de operación deslizamiento de Frecuencia:	±0.003 Hz
Rango de ángulo de fase:	0–80°, pasos de 1°
Exactitud de ángulo de fase	±4°

Elementos de Baja y Sobrefrecuencia

Rango de Operación:	40.10–65.00 Hz, pasos de 0.01 Hz
Sobrealcance de régimen permanente y transiente:	±0.01 Hz
Tiempo de retardo:	2.00–16.000.00 ciclos, pasos de 0.25-ciclos
Exactitud del Temporizador:	±0.25 ciclos y ±0.1% del ajuste

Temporizadores

Rangos de Operación:	0.00–999.999.00 ciclos, pasos de 0.25-ciclos (relé de recierre y algunos temporizadores programables) 0.00–16.000.00 ciclos, pasos de 0.25-ciclos (algunos temporizadores programables y otros varios temporizadores)
Exactitud de operación y reposición para todos los temporizadores:	±0.25 ciclos y ±0.1% del ajuste

Monitor de voltaje de Batería de la Subestación

Rango de Operación:	20–300 Vdc, pasos de 1 Vdc
Exactitud de Operación	±2% del ajuste ±2 Vdc

Exactitud de la medida

Las exactitudes están especificadas a 20°C y a frecuencia nominal, a menos que se indique algo distinto.

Voltajes $V_A, V_B, V_C, V_S, 3V_0, V_1, V_2$ $V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}, V_S, V_1, V_2$	$\pm 0.1\%$ (33.5–150 V; conexión estrella) {entradas de voltaje 150 V} $\pm 0.2\%$ (67.0–300 V; conexión estrella) {entradas de voltaje 300 V} $\pm 0.3\%$ (33.5–260 V; conexión delta) {entradas de voltaje 150 V}
Corrientes I_A, I_B, I_C	$\pm 1 \text{ mA}$ y $\pm 0.1\%$ (0.5–10 A) (5 A nominal) $\pm 0.2 \text{ mA}$ y $\pm 0.1\%$ (0.1–2 A) (1 A nominal) Coeficiente de Temperatura: $[(0.0002\%)/(^{\circ}\text{C})^2] * (\text{---}^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C})^2$ (ver ejemplo más abajo)
Corrientes $I_N, I_1, 3I_0, 3I_2$	$\pm 0.05 \text{ A}$ y $\pm 3\%$ (0.5–100 A) (5 A nominal) $\pm 0.01 \text{ A}$ y $\pm 3\%$ (0.1–20 A) (1 A nominal) * $\pm 1 \text{ mA}$ y $\pm 5\%$ (0.01–1.5 A) (canal de entrada IN de 0.05 A nominal)
Exactitud de ángulo de fase	$\pm 0.5^{\circ}$

MW / MVAR

(A, B, C y trifásico: 5 A nominal; voltajes conectados en estrella)

Exactitud

(MW / MVAR) a ángulo de carga

para $0.5 \text{ A} \leq$ corriente de fase $< 1.0 \text{ A}$ s:

0.70% / -	0° ó 180° (factor de potencia unitario)
0.75% / 6.50%	$\pm 8^{\circ}$ ó $\pm 172^{\circ}$
1.00% / 2.00%	$\pm 30^{\circ}$ ó $\pm 150^{\circ}$
1.50% / 1.50%	$\pm 45^{\circ}$ ó $\pm 135^{\circ}$
2.00% / 1.00%	$\pm 60^{\circ}$ ó $\pm 120^{\circ}$
6.50% / 0.75%	$\pm 82^{\circ}$ ó $\pm 98^{\circ}$
- / 0.70%	$\pm 90^{\circ}$ (factor de potencia = 0)

para corriente de fase $\geq 1.0 \text{ A}$ s:

0.35% / -	0° ó 180° (factor de potencia unitario)
0.40% / 6.00%	$\pm 8^{\circ}$ ó $\pm 172^{\circ}$
0.75% / 1.50%	$\pm 30^{\circ}$ ó 150°
1.00% / 1.00%	$\pm 45^{\circ}$ ó $\pm 135^{\circ}$
1.50% / 0.75%	$\pm 60^{\circ}$ ó $\pm 120^{\circ}$
6.00% / 0.40%	$\pm 82^{\circ}$ ó $\pm 98^{\circ}$
- / 0.35%	$\pm 90^{\circ}$ (factor de potencia = 0)

El ejemplo de cálculo de exactitud de las corrientes $I_A, I_B,$ and I_C se basa en el coeficiente de temperatura establecido precedentemente:

Para temperatura de 40°C, el error adicional para corrientes $I_A, I_B,$ and I_C es:

$$[(0.0002\%)/(^{\circ}\text{C})^2] * (40^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C})^2 = 0.08\%$$

Exactitud de elementos de potencia

Operación : $\pm 0.005 \text{ A}$ * (voltaje secundario) y $\pm 5\%$ del ajuste, a factor de potencia unitario {1 A nom}

$\pm 0.025 \text{ A}$ * (voltaje secundario) y $\pm 5\%$ del ajuste, a factor de potencia unitario {5 A nom}

ANEXO B
CUADRO COMPARATIVO DE LOS EVENTOS EN EL SISTEMA

TABLA B.1 Cuadro comparativo Eventos 2011-2012-2013

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Acum.	Eventos
2011	INTERCONECCION	3	4	1	-	-	-	1	1	1	-	-	3	14	14
	CT ILO1, CT ILO2, ENERSUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ENERSUR-SPCC	-	-	-	1	1	-	1	-	-	-	1	-	4	4
	SPCC-MT	-	2	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	4	4
	EVENTOS 2011	3	6	1	1	1	1	2	1	1	1	1	3	22	22
2012	INTERCONECCION	4	11	5	-	-	-	2	1	-	1	1	3	28	28
	CT ILO1, CT ILO2, ENERSUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	1
	ENERSUR-SPCC	-	-	4	1	2	-	1	-	-	1	1	-	10	10
	SPCC-MT	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	2	2
	EVENTOS 2012	4	12	9	1	2	1	3	1	-	2	3	3	41	41
2013	INTERCONECCION	1	3	7	-	-	-	1	2	1	-	2	1	18	18
	CT ILO1, CT ILO2, ENERSUR	-	1	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	3	3
	ENERSUR-SPCC	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2	2
	SPCC-MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	EVENTOS 2013	1	4	7	1	3	-	1	2	1	-	2	1	23	23

ANEXO C
DIAGRAMAS UNIFILARES

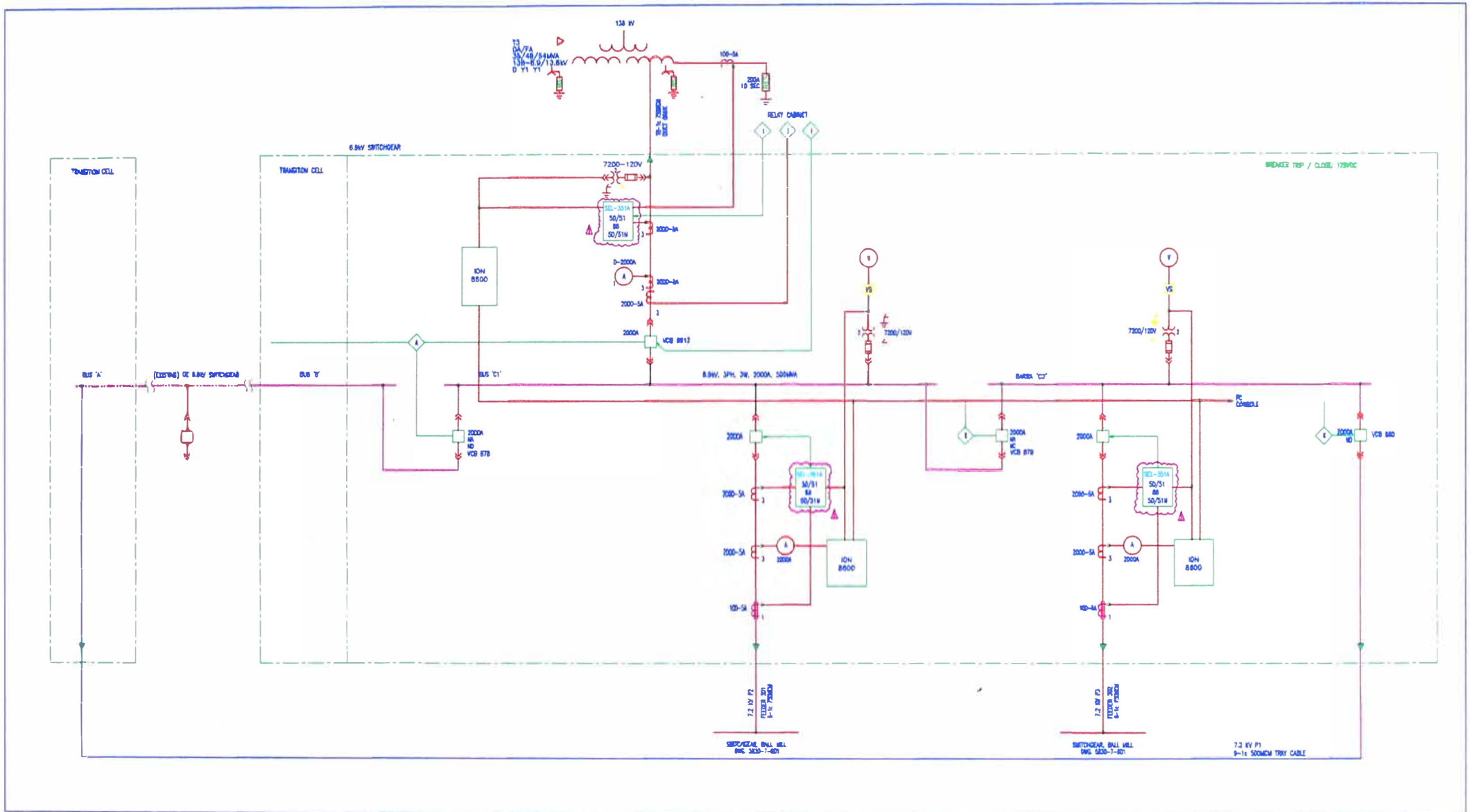


Fig. C.1 Diagrama unifilar de la SE Botiflaca en 6.9 kV-Barra 3

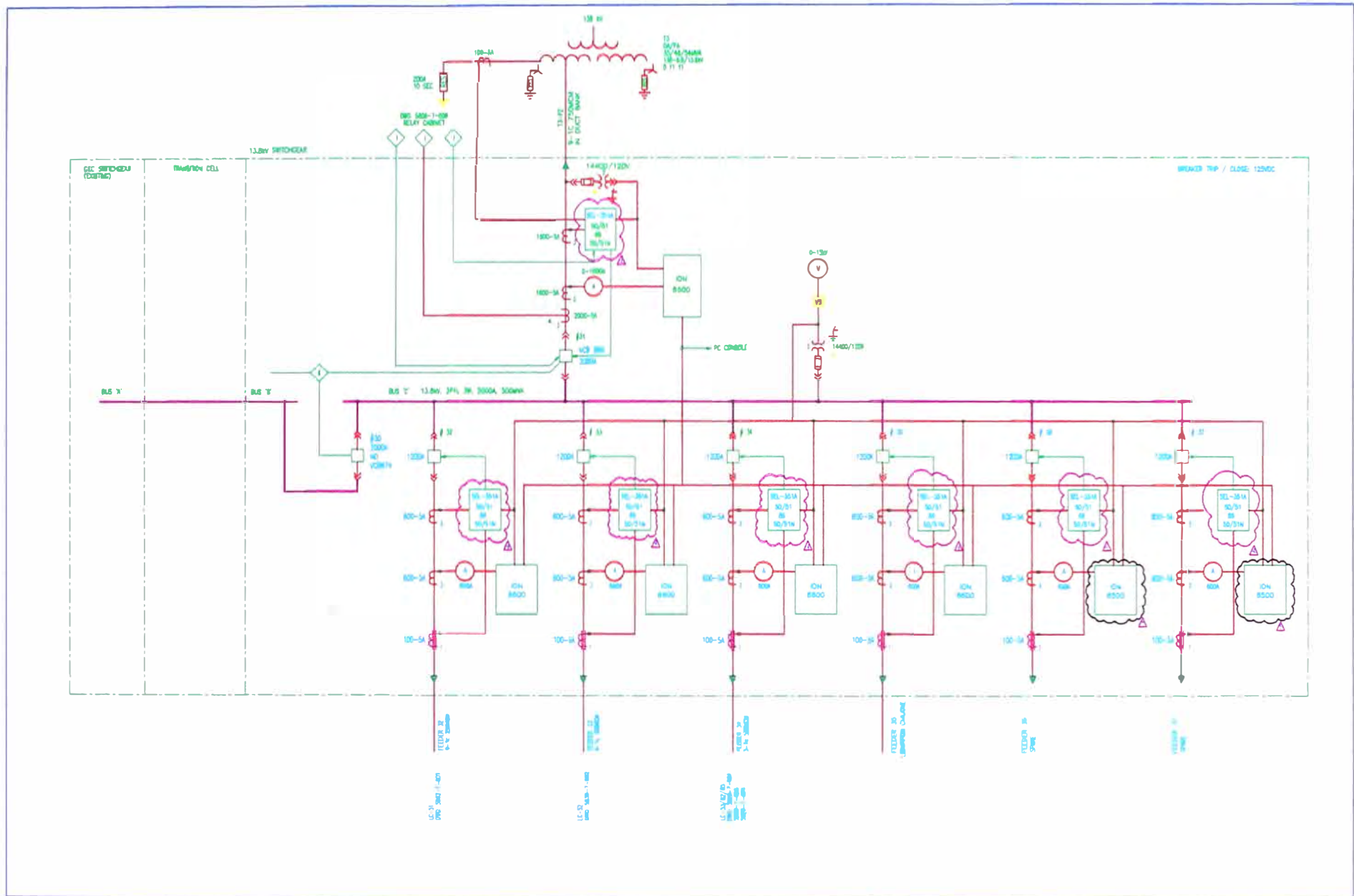


Fig. C.2 Diagrama unifilar de la SE Botiflaca en 13.8 kV-Barra 3

BIBLIOGRAFÍA

- [1] SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, "Memoria Anual 2012 Mantenimiento - Ilo", Sistemas de Potencia SPCC - Perú, 2012.
- [2] Energía del Sur S.A., "Manual Práctico de Subestaciones", Gerencia de Transmisión ENERSUR Ilo - Perú, 2012.
- [3] Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE), "Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnósticos Energéticos - Minería Metálica", Ministerio de Energía y Minas (MEN)- Perú, 2008.
- [4] Schweitzer Engineering Laboratories Inc., "Sistema de protección SEL 351 A, características y beneficios", 2013.
- [5] Schweitzer Engineering Laboratories Inc., "Manual de instrucción Acseerator Quickset SEL-5030", 2015.
- [6] Proyecto para Ahorro de Energía (PAE), "Eficiencia Energética", Ministerio de Energía y Minas, Segunda Edición, 2001.